

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)

факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
електричної інженерії
(повна назва кафедри)

КВАЛІФІКАЦІЙНА РОБОТА
на здобуття освітнього ступеня
бакалавр

на тему: **Система електропостачання підприємства з виробництва
залізобетонних конструкцій**

Виконав: студент (ка) 4 курсу, групи ЕТз-41

спеціальності 141—
електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)

Тарасюк О.Р.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Керівник Бабюк С.М.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Нормоконтроль Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Завідувач кафедри Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)

Рецензент
(підпис) (прізвище та ініціали)

Міністерство освіти і науки України
Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя
(повне найменування вищого навчального закладу)

Факультет _____ прикладних інформаційних технологій та електроінженерії
(повна назва факультету)
Кафедра _____ електричної інженерії
(повна назва кафедри)

ЗАТВЕРДЖУЮ
Завідувач кафедри ЕІ
Коваль В.П.
(підпис) (прізвище та ініціали)
“ 09 ” квітня 2025 р.

З А В Д А Н Н Я
НА КВАЛІФІКАЦІЙНУ РОБОТУ

на здобуття освітнього ступеня _____ бакалавр
(назва освітнього ступеня)
за спеціальністю _____ 141 – електроенергетика, електротехніка та електромеханіка
(шифр і назва спеціальності)
студенту _____ Тарасюку Олегу Романовичу
(прізвище, ім'я, по батькові)
1. Тема роботи _____ Система електропостачання підприємства з виробництва залізобетонних конструкцій
Керівник роботи _____ Бабюк Сергій Миколайович, к.т.н., доцент
(прізвище, ім'я, по батькові, науковий ступінь, вчене звання)
Затверджені наказом ректора від “08” квітня 2025 р. № 4/7-275
2. Термін подання студентом завершеної роботи _____ 10 червня 2025 року
3. Вихідні дані до роботи _____ Однолінійна схема електропостачання підприємства. Категорії надійності відділень підприємства. Технологічна схема виробництва та графік споживання електричної енергії підприємства.
4. Зміст роботи (перелік питань, які потрібно розробити)
Вступ. 1. Аналітичний розділ. 2. Розрахунковий розділ. 3. Проектно-конструкторський розділ. 4. Безпека життєдіяльності, основи охорони праці. Загальні висновки. Перелік посилань.
5. Перелік графічного матеріалу (з точним зазначенням обов'язкових креслень, слайдів)
Способи забезпечення надійності системи електропостачання промислового підприємства. Аналіз причин відмов електротехнічного обладнання підстанцій. Однолінійна схема електропостачання. Картограма електричних навантажень. Результати розрахунків захисного та комутаційного обладнання на ланках 110 кВ та 10 кВ. Розрахунок заземлення підстанції ГПП. Схема встановлення трансформаторів ГП

6. Консультанти розділів роботи

Розділ	Прізвище, ініціали та посада консультанта	Підпис, дата	
		завдання видав	завдання прийняв
Безпека життєдіяльності, охорона праці	Гурик О.Я., к.т.н., доцент		

7. Дата видачі завдання _____ 10 квітня 2025 року _____

КАЛЕНДАРНИЙ ПЛАН

№ з/п	Назва етапів роботи	Термін виконання етапів роботи	Примітка
1	Аналітичний розділ	15.04.25 - 15.05.25	
2	Розрахунковий розділ	01.05.25 - 15.05.25	
3	Проектно-конструкторський розділ	10.05.25 - 01.06.25	
4	Заходи з безпеки життєдіяльності та основи охорони праці	15.05.24 - 01.06.25	
5	Формування пояснювальної записки та плакатів по кваліфікаційній роботі	15.05.25 - 10.06.25	
6	Попередній захист кваліфікаційної роботи	11.06.25 - 15.06.25	

Студент

(підпис)

Тарасюк О.Р.

(прізвище та ініціали)

Керівник роботи

(підпис)

Бабюк С.М.

(прізвище та ініціали)

РЕФЕРАТ

Кваліфікаційна робота. Тернопільський національний технічний університет імені Івана Пулюя. Факультет прикладних інформаційних технологій та електроінженерії. Кафедра електричної інженерії, група ЕТз-41. – Тернопіль.: ТНТУ, 2025.

У кваліфікаційній роботі для забезпечення надійності електропостачання підприємства проведені технологічні розрахунки та прийняті конструктивні рішення.

Проведені розрахунки потужності відділень за коефіцієнтом попиту з урахуванням освітлення та за результатами побудовано картограму навантажень і визначено центр електричних навантажень.

Здійснено вибір цехових трансформаторів із урахуванням компенсації реактивної потужності.

Визначено число та потужність цехових трансформаторів та здійснено їх розподіл за відділеннями підприємства у відповідності до категорії надійності електричного обладнання відділень.

Здійснено вибір потужності регульованих конденсаторних батарей для зниження втрат потужності в трансформаторах.

Проведені розрахунки струмів короткого замикання для забезпечення надійної роботи системи електропостачання підприємства на ділянках 110 кВ, 10 кВ та лініях до розподільних пунктів проведено вибір обладнання.

Проведені розрахунки заземлення та блискавкозахисту на головній понижувальній підстанції, що дозволяє забезпечити надійність роботи трансформаторів.

Ключові слова: головна понижувальна підстанція, цеховий трансформатор, надійність, пристрої релейного захисту.

ЗМІСТ

ВСТУП	5
1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ	7
1.1 Забезпечення енергетичної надійності підприємства	7
1.2 Аналіз системи електропостачання підприємства	12
1.3 Висновки до першого розділу	15
2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ	16
2.1 Оцінка навантажень відділень за усталеною потужністю та коефіцієнтом попиту	16
2.2 Визначення розрахункового навантаження підприємства	17
2.3 Картограма електричних навантажень	20
2.4 Вибір трансформаторів ГПП та схеми зовнішнього електропостачання підприємства	23
2.5 Вибір числа та потужності ЦТ	25
2.6 Вибір потужності КБ для зниження втрат в трансформаторах	27
2.7 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах	29
2.8 Вибір кабельних ліній 10 кВ	30
2.9 Висновки до другого розділу.....	33
3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ	34
3.1 Розрахунок струмів короткого замикання	34
3.2 Вибір обладнання на стороні 110 кВ	40
3.3 Вибір обладнання на стороні 10 кВ	44
3.4 Висновки до третього розділу	50
4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ	51
4.1 Розрахунок заземлення та блискавкозахисту на ГПП	51
4.1.1 Розрахунок пристрою заземлення ГПП	51
4.1.2 Розрахунок блискавкозахисту ГПП	53
4.2 Заходи з електробезпеки на підприємстві	55
ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ	59
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ	60

ВСТУП

Актуальність теми. При проектуванні чи модернізації діючої системи електропостачання промислового підприємства необхідно, для правильного вибору комутаційного обладнання, враховувати фактичні навантаження [1].

Натомість, при роботі енергетичної системи виникають порушення номінальних режимів: різкі спади напруги, короткі замикання, перевантаження, що, як правило, призводить до пошкодження електричного обладнання. Основними чинниками аварійних ситуацій, окрім помилкових дій персоналу (при перемиканні, вмиканні обладнання), як людський фактор, можуть бути пошкодження ізоляції струмопроводів [1].

Тому, для зниження збитків необхідно здійснювати правильний вибір автоматичних пристроїв релейного захисту, особливо на ланках середньої та високої напруги, де протікають великі струми [2].

Щодо економії електричної енергії, основним елементом є зниження втрат в колах системи електропостачання та в приймачах, основними шляхами яких є [3]:

- раціональна схемна реалізація системи електропостачання, яка включає застосування: раціональних режимів та значень напруги; оптимального значення потужності та числа трансформаторів *ТП*; раціонального загального числа трансформації; раціональні способи компенсації реактивної потужності;

- запровадження в системах електроспоживання: оптимальні схеми керування режимами та системи регулювання напруги; раціональні значення холостого ходу електроспоживачів; застосування більш економічного та надійного електричного обладнання при реалізації технологічних процесів; заходи підвищення якості електроенергії; застосування більш доцільного економічно режиму роботи силових трансформаторів; при можливої заміни асинхронних електродвигунів на синхронні; встановлення систем автоматичного керування освітленням; застосування раціональних методів керування режимами насосних і вентиляційних установок;

- запровадження нормування електропостачання, науково обґрунтованих норм питомих витрат електроенергії на одиницю продукції (наявність на підприємстві систем обліку та контролю витрат електроенергії);
- складання енергетичних балансів для окремих енергоємних агрегатів і установок.

Мета і завдання. Метою кваліфікаційної роботи є забезпечення надійності системи електропостачання підприємства з виробництва залізобетонних конструкцій.

Завдання:

- провести аналіз методів забезпечення надійності системи електропостачання промислового підприємства;
- провести аналіз режимів роботи відділень підприємства на основі розрахунків навантажень силового та освітлювального обладнання;
- запропонувати схему мережі на ланках *ГПП* та вибір числа та потужності *ЦТ*;
- на основі розрахунків забезпечення балансу реактивної потужності провести вибір потужності *КБ* для зниження втрат в трансформаторах;
- провести розрахунки струмів *КЗ* та, на їх основі, вибір комутаційного обладнання на ланках *110кВ* і *10кВ*;
- запропонувати заходи безпеки життєдіяльності, охорони праці на підприємстві.

Практичне значення отриманих результатів. Запропоновані технічні рішення дозволять забезпечити надійність роботи ланок *10кВ* підприємства при нормальних та аварійних режимах роботи.

Структура роботи. Робота складається зі вступу, 4 розділів, висновків, переліку посилань (17 найменувань).

Загальний обсяг текстової частини – 62 сторінки, 20 таблиць, 12 рисунків.

1 АНАЛІТИЧНИЙ РОЗДІЛ

1.1 Забезпечення енергетичної надійності підприємства

Як показує практика, первинними чинниками надійності діючих систем електропостачання (*СЕП*) є приймачі *I* та *II* категорії – базовий клас системи гарантованих *СЕП*. Широке застосування цифрових пристроїв промислового та інформаційного призначення значно знизили надійність електричного обладнання зокрема та енергетичної системи в загальному по причині критичній залежності як від показників якості так і від перерв в електропостачанні [1].

Натомість, підвищення надійності *СЕП* поділяють на два напрямки за групами: технічні й організаційно-технічні [1].

Використання напрямку застосування технічних шляхів підвищення надійності передбачають [2]:

- більш ширшого використання кабельних мереж, що обмежить аварійні відключення в 8–10 разів порівняно з *ПЛ*;
- зменшення радіусу роботи електричних мереж з 15 км до 7 км;
- підвищення надійності конструкцій опор, ізоляторів, обладнання підстанцій;
- виконання на двох трансформаторних підстанціях *ГПП* в необхідній кількості ланок місцевого (мережевого) резервування;
- забезпечення необхідного рівня автоматизації на ланках електричних мереж усіх рівнів напруги (реклоузери, *АПВ*, *АВР*, системи телеметрії).

Особливості організаційно-технічних напрямів забезпечення надійності передбачають:

- оптимізацію запланованих планових (капітальних) ремонтів і необхідних випробувань;
- підвищення кваліфікаційних вимог експлуатаційного персоналу;
- забезпечення швидкого визначення причин пошкоджень та їх усунення;
- забезпечення електроенергетичного обладнання при аварії.

З метою забезпечення надійності електропостачання підприємства виробництва залізобетонних конструкцій необхідно, в першу чергу, забезпечити надійність системи живлення споживачів I категорії (електричне обладнання компресорного відділення ланок 10 кВ та 0.4 кВ) [4].

Споживачі I категорії, об'єкти, перерва в живленні яких призводить до критичних наслідків: аварії, з виходом із робочого стану цінного обладнання, катастрофи техногенного характеру; ризики життю персоналу підприємства. Надійність забезпечується двома незалежними джерелами та можливістю додаткового ввімкнення резервного джерела. Перерва в електропостачанні не допустима (тільки на час ввімкнення резервного джерела), доцільне забезпечення технологічного резерву [4].

Реалізація електропостачання промислових підприємств здійснюється за архітектурою представленою на рисунку 1.1 [5], де, енергетична система України – основне джерело забезпечення генерації, а безпосереднє електропостачання здійснюється через ГПП підприємства. В якості розподільної мережі підприємства виступають ланки 10 кВ, а електрична енергія надходить до електричного обладнання відділень (цехів) за участі знижувальних трансформаторів 10 / 0.4 кВ.



Рисунок 1.1 – Структурна реалізація електропостачання підприємства.

З позиції забезпечення необхідного рівня надійності, генерація «акумулює» задану кількість електричної енергії, передача – транспортування максимальної потужності, розподіл – забезпечення електричною енергією кожного споживача. Зауважимо, що система розподілу розміщена в кінці ланки

електропостачання, тобто, пов'язана безпосередньо зі споживачем. Враховуючи, що 80–90 % перерв в електропостачанні [5] відбувається з пошкодженнями в системі розподілу, то заходи забезпечення надійності доцільно проводити не на ланках генерації чи передачі електричної енергії, а безпосередньо в структурі ланок 10 кВ промислових підприємств. Основними причинами зниження надійності ланок розподілу є постійне зростання навантаження та широке застосування, як зазначалось вище, електронного силового та інформаційного обладнання, які суттєво впливають на показники якості електроенергії внесенням нелінійних складових та, відповідно, відхиленням форми напруги.

Зміна економічних відносин при встановленні електропостачальних організацій як самостійних суб'єктів із повнотою відповідальності, змінили підходи щодо забезпечення надійності [6] (рис. 1.2).

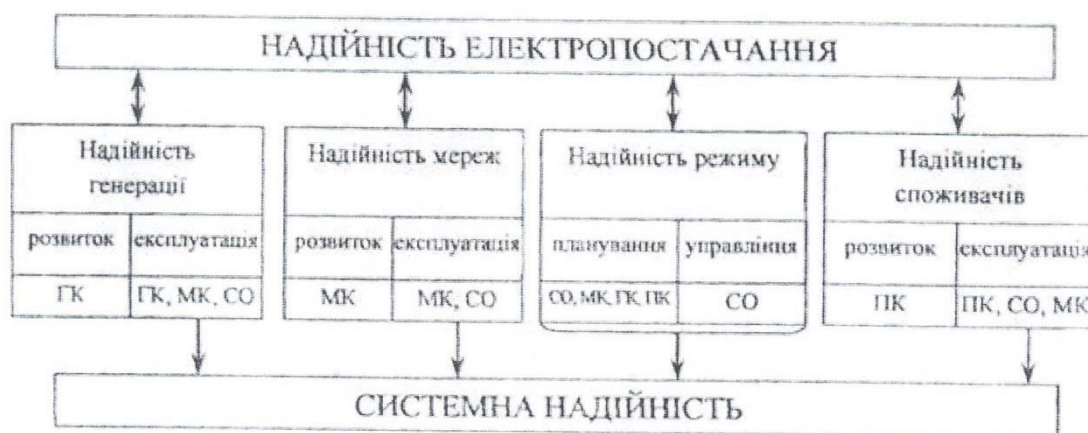


Рисунок 1.2 – Відповідальність за надійність електропостачання [6].

Натомість, за умови роботи економіки в умовах ринку, основним завданням енергетичної системи є підвищення надійності та якості електропостачання споживачів до їх пропозицій щодо рівня забезпечення [6].

До базових способів забезпечення надійності мережі відносять: забезпечення міцності (механічна, електрична) складових елементів мережі в відповідності до фактичних навантажень; забезпечення можливості зміни схемної реалізації без втрати за надійністю; забезпечення пропускнувості

електричної мережі з врахування схемної реалізації підстанцій; застосування обладнання захисту від перевантажень і перенапруг; використання засобів РЗА, які локалізують пошкодження (реклоузери) (рис. 1.3) [6].

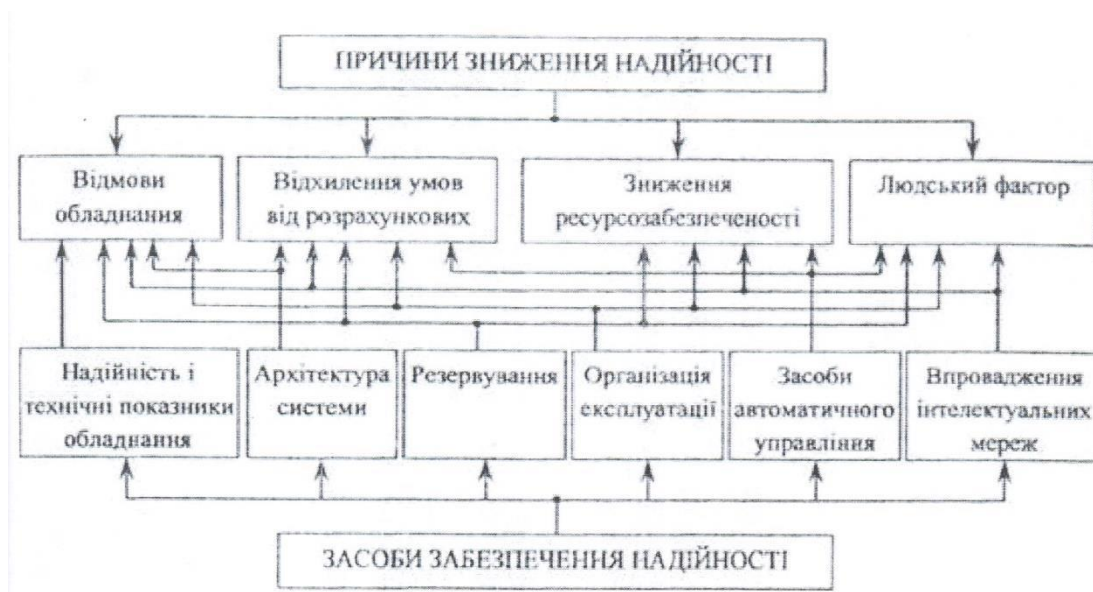


Рисунок 1.3 –Засоби забезпечення надійності [6].

В режимі експлуатації надійність мережі гарантується забезпеченням робочого стану проведенням технічного обслуговування та ремонту, моніторингу та діагностики й реконструкції (модернізації) при використанні новітніх комутаційних апаратів і обладнання [3].

Поліпшення проведення керування мережами впровадження телекомутаційних систем дистанційного управління дозволяє підвищити надійність щодо безперебійної й безпечної функціонування електромережі. Швидкий обмін даними дозволяє контролювати перетоки потужності (енергії) в режимі реального часу та, відповідно, уникати пошкодження та попит на електричну енергію, а, зокрема, використання інтелектуального обліку, дозволить зробити систему завантаження мережі більш гнучкою [7].

Успішна реалізації переходу до "розумної" системи розподільної мережі забезпечить необхідну ефективність [3, 6].

Для оцінки надійності в більшості випадків підходять комплексно при використанні двох підходів: рекомендації *ПУЕ* базуються на висновках аналізу теорії [7].

Основним ненадійним елементом в системі розподілення електроенергії (потужності) – лінії *ЛЕП*, на які припадає 80–90 % всіх відключень, де причинами пошкоджень повітряних *ЛЕП* – грозові перекриття ізоляції, вібрація, як наслідок ожеледі та вітру, падіння дерев. Середнє значення відмов *ПЛ*–110 кВ – 0.7 рік^{-1} на 100 км [8]. Натомість, причини виходу з ладу кабельних ліній (*КЛ*) – пошкодження машинами при земляних роботах, старіння або пошкодження гризунами ізоляції, електричні пробої на з'єднувальних муфтах [7].

Основні причини відмов електричного обладнання на підстанціях представлені на рисунку 1.4 [2].

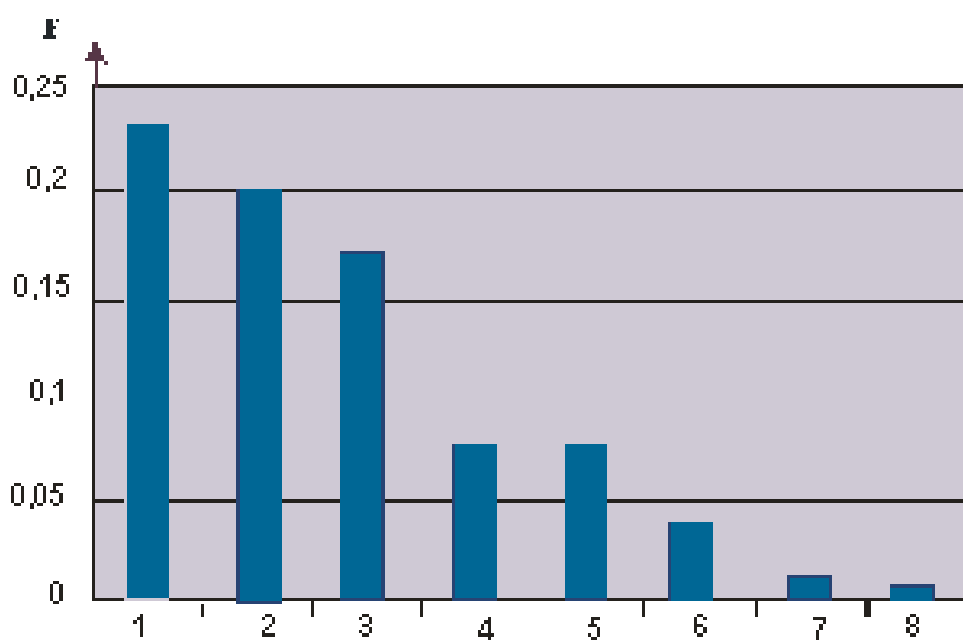


Рисунок 1.4 – Питома частота відмов основного обладнання підстанції:

1– вимикачі повітряні; 2 – силові трансформатори; 3 – роз'єднувачі;

4 – оливні вимикачі; 5 – трансформатори струму; 6 – збірні шини;

7 – трансформатори напруги; 8 – розрядники.

Як видно з рис. 1.4, як правило, виходять з номінального режиму роботи вимикачі, силові трансформатори, роз'єднувачі.

Основні причини відмов вимикачів – вихід з ладу приводів, зношення дугогасильної камери, обгорання контактів, помилкові дії персоналу при здійсненні перемикачів [1].

Для силових трансформаторів основні причини відмов: порушення внутрішньої ізоляції обмоток – до 43 %, старіння зовнішньої ізоляції – до 19 %, потрапляння птахів і інших предметів – до 14 %, пошкодження вводів на високій стороні та опорних ізоляторів – до 10 %. Натомість, для високовольних кіл (110 кВ) базові причини відмов (до 44 %) – замикання на землю та, як наслідок, спрацювання релейного захисту, а при недостатній компенсації ємнісних струмів – горіння дуг заземлення [1].

1.2 Аналіз системи електропостачання підприємства

Система електропостачання підприємства з виробництва залізобетонних конструкцій призначена для отримання електроенергії від енергосистеми та розподілу її між споживачам. Основною електроустановкою, яка призначена для перетворення та розподілення електроенергії – електрична підстанція.

Система електропостачання підприємства включає головну знижувальну підстанцію (ГПП), трансформаторні підстанції (ТП), розподільні пункти на напругу до 1000 В, а також кабельні лінії до та вище 1000 В, що зв'язують електроустановки між собою.

ГПП включає відкритий розподільний пристрій високої напруги (ВРП – 110 кВ), силові трансформатори, закритий розподільний пристрій низької напруги (ЗРП – 10 кВ), установку компенсації реактивної та дистанційний пункт керування.

ВРП – 110 кВ ГПП підприємства виконано за схемою «два блоки з вимикачами та неавтоматичною перемичкою з боку лінії».

Розподіл електроенергії від *ЗРП – 10 кВ ГПП* провадиться кабельними лініями 10 кВ.

Розподільні пункти двосекційні та розділені вимикачами. Кожна секція має власний ввід. На вводах і відхідних лініях, встановлені автоматичні вимикачі, а розподільні пункти виконані закритими.

ГПП виконана як двох трансформаторна підстанція, складається з двох секцій *РП – 10 кВ* з вимикачами навантаження 10 кВ, двох силових трансформаторів 10 / 0.4 кВ та двох секцій *РП – 0.4 кВ* з автоматичними вимикачами на ввідних та відхідних лініях.

На підприємстві застосовують комплектні трансформаторні підстанції, які розміщені в цехах в окремих приміщеннях. Підстанції встановлені поблизу центрів навантажень.

За вимогами [9] електропостачання приймачі електроенергії ділять на три категорії. Виробництво залізобетонних конструкцій відноситься до I категорії. Підприємство загалом містить як приймачі I категорії, так і II категорії. У схемі електропостачання неможливо за технологічною схемою розділи приймачі за категоріями, тому підприємство вважається в загальному як споживач I категорії.

Приймачі I категорії забезпечуються електроенергією за двома джерелами живлення, що взаємно резервують. Перерва електропостачання одним джерелом живлення можливе тільки на час дії *АВР*, пристрій якого встановлений у секційному відділенні *ЗРП – 10 кВ ГПП*.

Схеми електропостачання підприємства визначаються потужністю споживачів, їх розміщенням на території підприємства, необхідною надійністю електропостачання, а також розміщенням та напругою джерел живлення.

Система внутрішнього електропостачання підприємства проводиться на напрузі 10 кВ, а схеми розподільних мереж радіальні та магістральні.

Характеристика виробничих відділень (цехів) підприємства подано в таблиці 1.1.

Таблиця 1.1 – Характеристика виробничих відділень (цехів) підприємства

Назва відділення (цеху)	Пожежонебезпечна зона	Вибухонебезпечна зона	Категорія електроприймачів
1. Головний корпус	II – III	B – II	2
2. Компресорна	II – III	B – II	1
3. Відділення замісу бетону	II – III	B – II	2
4. Склад готової продукції	II – III	B – II	3
5. Механічний цех	II – III	B – II	2
6. Склад ПММ			3
7. Цех полігонів ЗБВ	II – III	B – II	2
8. Склад готової продукції цеху ЗБВ	II – III	B – II	3
9. Цех каркасів арматури	II – III	B – II	2
10. Склад арматури	II – III	B – II	3
11. Арматурний цех	II – III	B – II	2
12. Котельня	II – IIА	B – II	2
13. Склад піску	II – III	B – II	3
14. Відділення добавок	II – III	B – II	2
15. Столярний цех	II – III	B – II	2
16. Відділення емульсій	II – III	B – II	3
17. Відділення керамзиту	II – III	B – II	3
18. Відділення гасіння вапна	II – III	B – II	2
19. Цех полігонів ЗБК	II – III	B – II	2
20. Компресорна 10кВ	II – III	B – II	1
Компресорна	II – III	B – II	1
21. Гаражі	II – III	B – II	3
22. Склад цементу	II – III	B – II	3
23. Цех ЗБК	II – III	B – II	2
24. Склад наповнень	II – III	B – II	3
25. Склад кисню	II – III	B – II	3
26. Склад ацетилену	II – III	B – II	3
27. Відділення ДСК	II – III	B – II	2
28. Відділення змішування бетону	II – III	B – II	2
29. Склад готової продукції ДСК	II – III	B – II	3
30. Арматурний цех відділення ДСК	II – III	B – II	2
31. Цех панелей	II – III	B – II	2
32. Цех побуту ДСК	II – III	B – II	3
33. Столова	II – III	B – II	3
34. Управління	II – III	B – II	2
35. Освітлення заводу			3

Для підприємства в якості пожежонебезпечних зон вибрана зона класу *II – III* – зони, де утворюються рідини з температурою займання $> 61^{\circ}\text{C}$ чи тверді горючі речовини.

В якості пожежонебезпечних зон вибрано зону *B – II*, де вибухонебезпечні середовища відсутні.

Характерний добовий графік електричних навантажень підприємства зображено на рисунку 1.5.

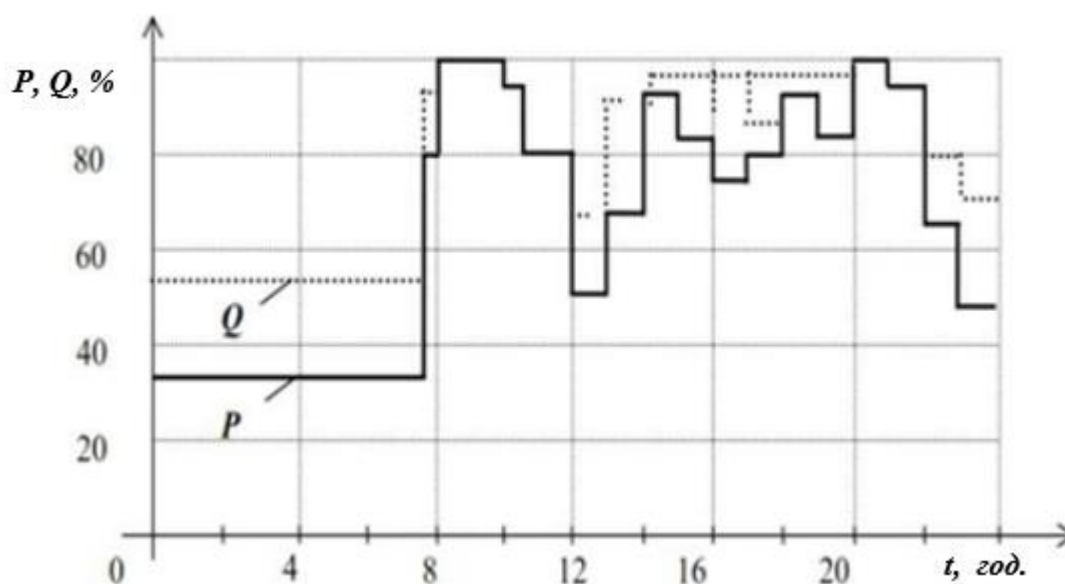


Рисунок 1.5 – Графік електричних навантажень підприємства.

1.3 Висновки до першого розділу

Проведений аналіз відмов електроенергетичного обладнання підприємства виробництва залізобетонних конструкцій показав необхідність провести розрахунки щодо вибору обладнання на ланках 110 кВ та 10 кВ за фактичними навантаженнями відділень (цехів), здійснити вибір оптимальної кількості *ЦТ*, засобів *КРП* і їх розташування, та, на основі розрахунків *КЗ* – комутаційного та захисного обладнання мережі.

2 РОЗРАХУНКОВИЙ РОЗДІЛ

2.1 Оцінка навантажень відділень за усталеною потужністю та коефіцієнтом попиту

Для оцінки забезпечення надійності системи електропостачання та зниження втрат електричної енергії на ланках 10кВ та 0,4кВ виробництва залізобетонних конструкцій проводимо розрахунки силового обладнання за формулами [8, 10, 11]:

$$P_p = K_n \cdot P_n, \text{ кВт}, \quad (2.1)$$

$$Q_p = P_p \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ кВАр}, \quad (2.2)$$

де P_n – сумарна усталена потужність всіх приймачів відділень (приймаємо за вхідними даними);

K_n – середній коефіцієнт попиту;

$\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт реактивної потужності.

Навантаження приймачів освітлення відділень визначаємо за формулою:

$$P_{p.o} = K_{n.o} \cdot P_{no}, \text{ кВт}, \quad (2.3)$$

де P_{no} – сумарна усталена потужність приймачів освітлення відділення;

$K_{n.o}$ – коефіцієнт попиту для освітлення (приймаємо за табличними даними [8]).

Величину P_{no} визначаємо за формулою [8]:

$$P_{no} = P_{nn.o} \cdot F, \quad (2.4)$$

де $P_{nn.o}$ – питоме навантаження на одиницю площі відділення, $\text{кВт}/\text{м}^2$;

F – площа відділення за генпланом, м^2 .

Розрахункове реактивне навантаження визначаємо за формулою [15]:

$$Q_{po} = P_{p.o} \cdot \operatorname{tg} \varphi, \text{ кВАр} \quad (2.5)$$

де $\operatorname{tg} \varphi$ – коефіцієнт потужності джерела освітлення (приймаємо за табличними даними).

Визначаємо загальну потужність силових та освітлювальних приймачів відділення:

$$S_p = \sqrt{(P_p + P_{p.o})^2 + (Q_p + Q_{p.o})^2}. \quad (2.6)$$

Сумарні розрахункові значення активних та реактивних навантажень споживачів 10 кВ та 0,4 кВ загально по підприємству визначаємо сумуванням відповідних навантажень відділень (цехів), які представлені в таблиці 2.1.

2.2 Визначення розрахункового навантаження підприємства

До вибору трансформаторів ГПП проводимо визначення наближених втрат потужності [11]:

$$\Delta P_{ЦТ} = 0.02 \cdot S_p = 0.02 \cdot 9295.55 = 185.911 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{ЦТ} = 0.1 \cdot S_p = 0.1 \cdot 9295.55 = 929.555 \text{ кВАр},$$

де S_p – розрахункова загальна потужність підприємства:
 $S_p = 9295.55 \text{ кВА}$. Попередня необхідна потужність обладнання компенсації на підприємстві становить:

$$\begin{aligned} Q_{КРП} &= Q_{p0.4} + Q_{p10} + \Delta Q_{ЦТ} - Q_{ЕК} = \\ &= 6066.86 + 672.0 + 929.555 - 2300.5 = 5367.915 \text{ кВАр}. \end{aligned}$$

де $Q_{p0.4}, Q_{p10}$ – загальна реактивна потужність на шинах 0.4 кВ та 10 кВ, відповідно;

$$\Delta Q_{ЦТ} \text{ – втрати реактивної потужності в ЦТ};$$

$\Delta Q_{ЕК}$ – економічно доцільна реактивна потужність енергосистеми за максимального навантаження:

$$\Delta Q_{ЕК} = k \cdot P_p = 0.29 \cdot 7932.77 = 2300.5 \text{ кВАр}.$$

Нескомпенсована потужність на шинах 10 кВ ГПП становить:

Таблиця 2.1 – Розрахунок електричних навантажень

Назва відділення (цеху)	Силове						Освітлювальне						Загальне			
	P_n , кВт	K_n	$\cos \varphi$	$\tan \varphi$	P_p , кВт	Q_p , кВАр	F , м ²	$P_{п.о.}$, кВт/м ²	$P_{п.о.}$, кВт	$K_{п.о.}$	$\tan \varphi$	$P_{п.о.}$, кВт	$Q_{п.о.}$, кВАр	$P_p + P_{п.о.}$, кВт	Q_p , кВАр	S_p , кВА
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
	Споживачі 0,4кВ															
1. Головний корпус	960,0	0,4	0,7	1,02	384,0	391,65	17600	0,02	264,0	0,9	0,5	237,65	118,85	621,65	510,48	804,35
2. Компресорна	330,0	0,5	0,7	1,02	167,0	168,0	30	0,02	0,47	0,8	0,5	0,48	0,21	165,46	168,53	236,17
3. Відділення замісу бетону	460,0	0,5	0,6	1,33	230,0	306,0	80	0,02	1,27	0,75	0,5	0,97	0,49	230,95	306,39	383,68
4. Склад готової продукції	145,0	0,7	0,80	0,75	101,6	76,23	16700	0,01	201,7	0,8	0,5	161,26	80,65	262,79	156,78	306,0
5. Механічний цех	550,0	0,7	0,65	1,17	384,0	450,45	3500	0,02	52,5	0,95	0,5	49,88	24,94	434,88	475,39	644,28
6. Склад ПММ	35,0	0,7	0,8	0,75	24,6	18,36	550	0,01	6,0	0,8	0,5	4,85	2,45	29,35	20,79	35,93
7. Цех полігонів ЗБВ	45,0	0,8	0,85	0,62	36,5	22,33	2410	0,02	36,0	0,85	0,5	30,55	15,35	66,66	37,58	76,48
8. Склад готової продукції цеху ЗБВ	45,0	0,7	0,8	0,75	31,5	23,62	1220	0,01	14,4	0,8	0,5	11,54	5,75	43,01	29,4	52,11
9. Цех каркасів арматури	230,0	0,7	0,75	0,88	161,5	141,62	610	0,02	9,0	0,9	0,5	8,2	4,1	169,20	145,63	223,22
10. Склад арматури	30,0	0,7	0,8	0,75	21,0	15,75	380	0,01	4,5	0,8	0,5	3,6	1,8	24,5	17,5	30,2
11. Арматурний цех	350,0	0,6	0,8	0,75	208,0	155,2	4050	0,02	60,0	0,9	0,5	54,0	27,0	262,00	182,2	318,35
12. Котельня	1750,0	0,5	0,7	1,02	875,00	892,50	1810	0,02	28,7	0,95	0,5	27,35	13,68	902,35	906,2	1278,82
13. Склад піску	90,0	0,7	0,8	0,75	63,0	47,25	330	0,01	3,96	0,8	0,5	3,18	1,58	66,18	48,83	82,25
14. Відділення добавок	95,0	0,6	0,75	0,88	57,0	50,16	3325	0,02	49,88	0,85	0,5	42,5	21,20	99,5	71,34	122,35
15. Столярний цех	290,0	0,6	0,75	0,88	175,0	155,75	1620	0,02	24,0	0,85	0,5	20,40	10,20	197,40	165,96	257,9
16. Відділення емульсій	100,0	0,7	0,8	0,75	70,0	52,5	310	0,01	3,6	0,8	0,5	2,88	1,44	72,88	53,94	90,66
17. Відділення керамзиту	100,0	0,7	0,8	0,62	70,0	43,4	290	0,01	3,6	0,8	0,5	2,86	1,43	72,86	44,83	85,58

Продовження таблиці 2.1

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
18. Відділення гасіння вапна	203,0	0,5	0,8	0,75	101,5	76,13	3610	0,02	54,0	0,80	0,5	43,1	21,6	144,6	97,83	174,62
19. Цех полігонів ЗБК	40,0	0,8	0,8	0,75	32,0	24,0	190	0,02	3,0	0,85	0,5	2,58	1,28	34,58	25,27	42,8
20. Компресорна	310,0	0,5	0,7	1,02	155,0	158,10	450	0,02	7,20	0,95	0,5	6,74	3,42	161,74	161,53	228,63
21. Гаражі	15,0	0,75	0,75	0,88	11,25	9,90	1210	0,02	18,0	0,8	0,5	14,4	7,2	25,65	17,2	30,85
22. Склад цементу	150,0	0,7	0,8	0,75	105,0	78,75	160	0,01	1,92	0,80	0,5	1,64	0,77	106,64	79,52	133,0
23. Цех ЗБК	330,0	0,5	0,75	0,88	165,0	145,20	2600	0,02	41,60	0,85	0,5	35,46	17,68	200,46	162,88	258,27
24. Склад наповнень	105,0	0,7	0,8	0,75	73,5	55,13	720	0,01	8,64	0,8	0,5	6,9	3,46	80,4	58,58	99,5
25. Склад кисню	15,0	0,8	0,75	0,88	12,0	10,56	40	0,01	0,48	0,8	0,5	0,37	0,19	12,37	10,75	16,39
26. Склад ацетилену	20,0	0,80	0,75	0,88	16,0	14,08	40	0,01	0,48	0,8	0,5	0,38	0,19	16,38	14,27	21,73
27. Відділення ДСК	1960,0	0,4	0,7	1,02	780,0	795,60	19300	0,02	285,00	0,85	0,5	242,16	121,13	1022,16	916,73	1373,0
28. Відділення змішування бетону	730,0	0,4	0,7	1,02	288,00	293,76	1000	0,02	16,00	0,95	0,5	15,21	7,6	303,1	301,36	427,5
29. Склад готової продукції ДСК	97,0	0,7	0,8	0,75	66,5	49,88	755	0,01	9,00	0,8	0,5	7,19	3,6	73,69	53,48	91,05
30. Арматурний цех відділення ДСК	960,0	0,6	0,8	0,75	576,0	432,0	2810	0,02	42,00	0,80	0,50	33,65	16,80	609,65	448,80	757,0
31. Цех панелей	245,0	0,8	0,8	0,75	195,0	147,00	960	0,02	14,40	0,90	0,50	13,0	6,48	208,0	153,48	258,9
32. Цех побуту ДСК	60,0	0,6	0,8	0,75	36,0	27,0	1370	0,01	16,20	0,85	0,50	13,75	6,89	48,75	33,9	60,32
33. Столова	130,0	0,8	0,8	0,75	104,00	78,00	900	0,02	13,50	0,90	0,50	12,15	6,08	116,15	84,08	143,39
34. Управління	135,0	0,8	0,8	0,75	108,00	81,00	750	0,02	11,25	0,90	0,50	10,13	5,06	118,13	86,06	146,15
35. Освітлення заводу										1	0,5	38,75	19,37	38,7	19,37	43,3
Разом 0,4кВ	11110,0				5884,45	5486,86						1159,71	579,72	7042,77	6066,86	9295,55
Споживачі 10 кВ																
Компресорна 10кВ	1280,0	0,7	0,8	0,75	890,0	672,0								890,0	672,0	1114,00
Разом 10кВ	1280,0				890,0	672,0								890,0	672,0	1114,00
Разом	12390,0				6774,45	6158,86						1159,71	579,72	7932,77	6736,86	10490,55

$$Q_{10} = (Q_{p0.4} + Q_{p10}) \cdot K_m + Q_{p.o} + \Delta Q_{цт} - Q_{КРП} =$$

$$= (5486.1 + 672.0) \cdot 0.95 + 579.72 + 929.555 - 5367.915 = 1991.555 \text{ кВАр},$$

де K_m – коефіцієнт максимуму навантаження, $K_m = 0.95$ [11].

В якості $КРП$ приймаємо батареї статичних конденсаторів ($БСК$), тоді втрати активної потужності в них:

$$\Delta P_{КРП} = P_{nm.} \cdot Q_{КРП} = 0.002 \cdot 5367.915 = 10.735 \text{ кВт},$$

де $P_{nm.}$ – питомі втрати активної потужності, $P_{nm.} = 2\%$ [11].

Загальна активна потужність з врахуванням втрат в $БСК$ на шинах $ТП$ становить:

$$P_{10} = (P_{p0.4} + P_{p10}) \cdot K_m + P_{p.o} + \Delta P_{цт} + \Delta P_{КРП} =$$

$$= (5884.45 + 890.0) \cdot 0.95 + 1159.71 + 185.911 + 10.735 = 7792.08 \text{ кВт},$$

де $P_{p.o}$ – активне освітлювальне навантаження, $P_{p.o} = 1159.71 \text{ кВт}$.

Розрахункове навантаження на шинах 10 кВ $ГПП$ з врахуванням $КРП$:

$$S'_p = \sqrt{P_{10}^2 + Q_{10}^2} = \sqrt{7792.08^2 + 1991.555^2} = 8042.562 \text{ кВА}.$$

Визначаємо наближені втрати потужності в трансформаторах $ГПП$:

$$\Delta P'_m = 0.02 \cdot S'_p = 0.02 \cdot 8042.562 = 160.85 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q'_m = 0.1 \cdot S'_p = 0.1 \cdot 8042.562 = 804.25 \text{ кВАр}.$$

Загальна розрахункова потужність на стороні $ВН$ $ГПП$ становить:

$$S_p = \sqrt{(P_{10} + \Delta P'_m)^2 + (Q_{10} + \Delta Q'_m)^2} =$$

$$= \sqrt{(7792.08 + 160.85)^2 + (1991.555 + 804.25)^2} = 8430.04 \text{ кВА}.$$

2.3 Картограма електричних навантажень

Для побудови картограми навантажень визначаємо центр електричних навантажень ($ЦЕН$) у відповідності до основ теоретичної механіки [8].

Координати $ЦЕН$ визначаємо з формул [8]:

$$x_0 = \frac{\Sigma(P_{pi} + P_{p.o.i}) \cdot x_i}{\Sigma(P_{pi} + P_{p.o.i})}; \quad y_0 = \frac{\Sigma(P_{pi} + P_{p.o.i}) \cdot y_i}{\Sigma(P_{pi} + P_{p.o.i})}, \quad (2.7)$$

де x_i, y_i – координати ЦЕН i -го відділення (цеху).

Для визначення місця розміщення ГПП та побудови картограми навантажень розміщуємо на генплані підприємства кола з радіусом із відповідними масштабом (m) для силового навантаження:

$$r_i = \sqrt{\frac{(P_{pi} + P_{p.o.i})}{\pi \cdot m}}. \quad (2.8)$$

Аналогічне коло подається й для освітлювального навантаження як сектор, кут якого рівний:

$$\alpha = \frac{360^\circ \cdot P_{p.o.i}}{P_{pi} + P_{p.o.i}}. \quad (2.9)$$

Результати зводимо в таблицю 2.2.

Таблиця 2.2 – Визначення ЦЕН активної потужності

Назва відділення (цеху)	Розрахунок ЦЕН							
	$r, \text{мм}$	$\alpha, \text{град}$	$x, \text{м}$	$y, \text{м}$	$(P_p + P_{p.o})x$	$(P_p + P_{p.o})y$	X_0	Y_0
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Споживачі 0,4 кВ								
1. Головний корпус	35.174	137.60	66	296	40414	183375		
2. Компресорна	18.147	0.9921	44	189	7435.5	31433.6		
3. Відділення замісу бетону	21.440	1.4963	109	197	24945.6	45269.1		
4. Склад готової продукції	22.868	220.94	59	89	15764.8	23649.2		
5. Механічний цех	29.421	41.28	201	291	86985	126115.8		
6. Склад ПММ	7.6367	58.97	189	224	5566	6590.5		
7. Цех полігонів ЗБВ	11.513	165.40	181	166	11990	10991		
8. Склад готової продукції цеху ЗБВ	9.2535	96.40	269	134	11613.4	5803.7		
9. Цех каркасів арматури	18.346	17.24	161	69	27055	11496.5		
10. Склад арматури	6.9974	52.68	249	64	6149	1594		
11. Арматурний цех	22.792	74.48	221	41	57423	10447		
12. Котельня	42.380	10.91	309	269	279728.6	243632.3		
13. Склад піску	11.476	17.23	361	316	23823.4	20843.6		
14. Відділення добавок	14.065	153.54	404	234	40251.4	23357.5		

Продовження таблиці 2.2

1	2	3	4	5	6	7	8	9
15. Столярний цех	19.822	37.20	482	311	94754	61196		
16. Відділення емульсій	12.044	14.22	458	294	33523.6	21497.4		
17. Відділення керамзиту	12.044	14.22	512	297	37166.84	21497.8		
18. Відділення гасіння вапна	16.971	107.4	480	224	69453	32559.4		
19. Цех полігонів ЗБК	8.2927	26.57	404	132	13822	4493.5		
20. Компресорна	17.948	15.21	502	168	817297.2	27511.2		
21. Гаражі	7.1452	202.10	382	93	9749	2306.8		
22. Склад цементу	14.562	5.190	496	94	53052.84	10229.6		
23. Цех ЗБК	19.970	63.533	413	41	82145.6	8012.5		
24. Склад наповнень	12.651	30.944	594	340	47844.14	27338.1		
25. Склад кисню	4.96	11.16	681	342	8423.32	4212.36		
26. Склад ацетилену	5.710	8.437	708	337	11631.54	5568.46		
27. Відділення ДСК	45.108	85.31	663	226	674683	230005.4		
28. Відділення змішування бетону	24.56	18.04	578	162	175852	48511		
29. Склад готової продукції ДСК	12.111	35.16	664	166	48644	12162.5		
30. Арматурний цех відділення ДСК	34.833	19.842	738	143	451101	88390		
31. Цех панелей	20.394	22.32	611	113	127463.2	22987.3		
32. Цех побуту ДСК	9.9531	99.60	614	82	30609.75	4228.65		
33. Столова	15.204	37.658	577	43	66787.45	4645		
34. Управління	15.333	30.85	624	36	73829.14	4135.38		
35. Освітлення заводу								
Разом по 0,4 кВ								
Споживачі 10 кВ								
Компресорна 10 кВ	41.230		507	172	452478	152324		
Разом 10 кВ								
Разом					4019455	1538411	506.68	194.0

Координати центру:

$$x_0 = \frac{\sum (P_{pi} + P_{p.o.i}) \cdot x_i}{\sum (P_{pi} + P_{p.o.i})} = \frac{4019455}{7932.77} = 506.68 \text{ м};$$

$$y_0 = \frac{\sum (P_{pi} + P_{p.o.i}) \cdot y_i}{\sum (P_{pi} + P_{p.o.i})} = \frac{1538411}{7932.77} = 194.0 \text{ м}.$$

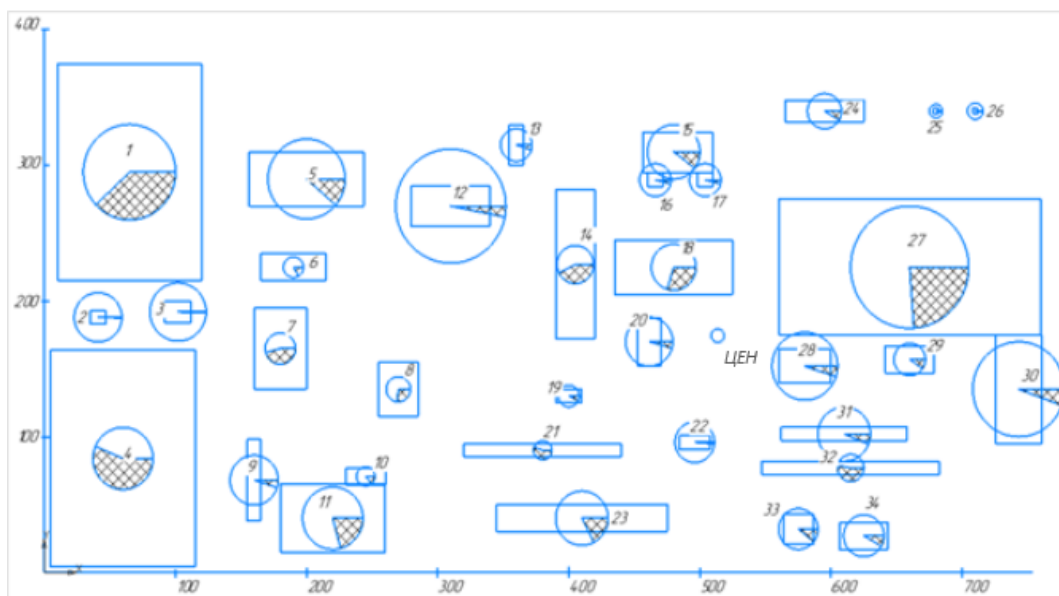


Рисунок 2.1 – Картосхема електричних навантажень

2.4 Вибір трансформаторів ГПП та схеми зовнішнього електропостачання підприємства

Надійність електропостачання підприємства досягається за рахунок встановлення на підстанції двох трансформаторів, тобто при виході з ладу одного трансформатора, другий покриває загальну потужність споживачів I-ої та II-ої категорії з урахуванням перевантажувальної здатності.

За добовим графіком навантаження, з якого відомі максимальне та середньодобове активне навантаження підстанції, а також тривалість максимуму, визначаються відповідності експлуатаційним характеристикам завантаження.

На ГПП встановлюємо два трансформатора. Визначаємо номінальну потужність трансформаторів з умови [10]:

$$S_{\text{ном.тр}} \geq \frac{S_p}{2 \cdot 0.7} = \frac{8430.04}{2 \cdot 0.7} = 6021.45 \text{ кВА} . \quad (2.10)$$

де 0.7 – коефіцієнт завантаження.

Приймаємо до встановлення на ГПП два трансформатора, потужністю 6300 кВА.

Завантаження трансформаторів:

$$\text{– номінальний режим: } K_{з.ном} = \frac{S_p}{2 \cdot S_{ном.тр}} = \frac{8430.04}{2 \cdot 6300} = 0.67 \text{ кВА};$$

$$\text{– після аварійний режим: } K_{з.ном} = \frac{S_p}{S_{ном.тр}} = \frac{8430.04}{6300} = 1.338 \text{ кВА}.$$

Коефіцієнт завантаження в номінальному та після аварійному режимах роботи відповідає рекомендованим значенням [10].

Приймаємо до встановлення трансформатор *ТМН – 6300 / 110* з паспортними даними:

Тип трансформатора	Номінальна потужність, <i>MVA</i>	Номінальна напруга обмоток, <i>кВ</i>		Втрати, <i>кВт</i>		Напруга короткого замикання, <i>u_{кз}</i> , %	Струм холостого ходу, <i>i_{хх}</i> , %
		<i>ВН</i>	<i>НН</i>	ΔP_{xx}	$\Delta P_{кз}$		
<i>ТМН – 6300 / 110</i>	6,3	110	10.5	11.5	44	10.5	0.8

Вибираємо типову схему *ГПП* [10] на 110 *кВ* (рисунок 2.2).

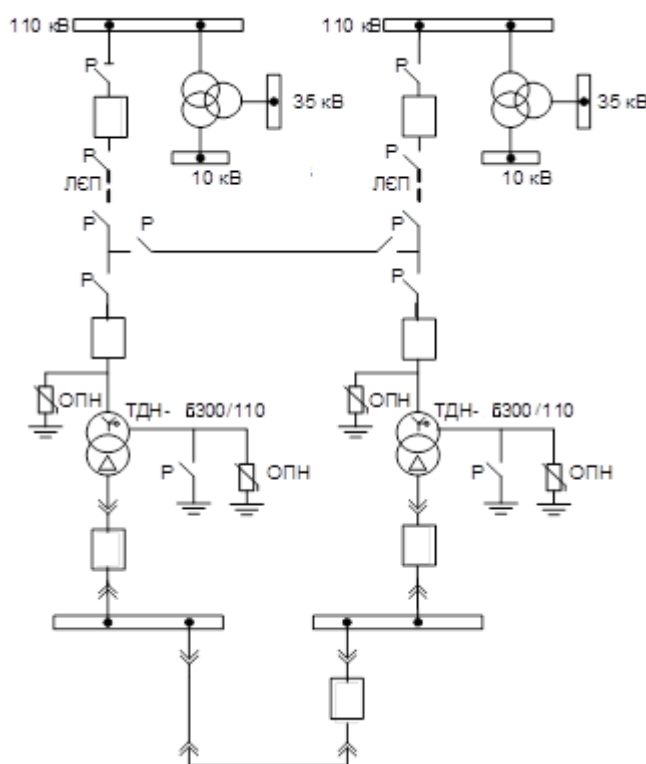


Рисунок 2.2 – Схема підстанції *ГПП*.

Визначаємо струми трансформатора в номінальному ($I_{ном.тр}$) та аварійному ($I_{авар.тр}$) режимах [11]:

$$I_{ном.тр} = \frac{S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{HH}} = \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 346.4 \text{ A};$$

$$I_{авар.тр} = \frac{1.4 \cdot S_{ном.тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{HH}} = \frac{1.4 \cdot 6300}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 485.0 \text{ A},$$

де $U_{ном}^{HH}$ – номінальна напруга обмотки HH трансформатора, $кВ$.

Для напруги 110 кВ визначаємо розрахунковий (I_p) та аварійний ($I_{p.max}$) струми:

$$I_p = \frac{S_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}^{BH}} = \frac{8430.04}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 22.12 \text{ A};$$

$$I_{p.max} = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^{BH}} = \frac{8430.04}{\sqrt{3} \cdot 110} = 44.24 \text{ A}.$$

Розрахункове січення проводу буде:

$$F_p = \frac{I_p}{j_{ек}} = \frac{22.12}{1} = 22.12 \text{ мм}^2,$$

де $j_{ек}$ – економічна густина струму, $j_{ек} = 1 \text{ А/мм}^2$.

Вибираємо кабель $АС - 35 / 6.2$ із допустимим струмом $I_{дон}^{BH} = 172 \text{ A}$.

2.5 Вибір числа та потужності ЦТ

Вибір числа та потужності цехових трансформаторів (ЦТ) проводимо з урахуванням категорії надійності відділення (цеху) а також виходячи з величини навантаження, тому, встановлюємо в цех № 20 РП–10кВ, де становлений синхронний двигун [8]. Окрім цього встановлюємо конденсаторні батареї (КБ) на стороні низької напруги (НКБ) для забезпечення економічної доцільності величини реактивної потужності [8].

Вибір оптимального числа та потужності ЦТ здійснюємо за питомою густиною навантаження [8]:

$$\sigma = S_p / F, \quad (2.11)$$

де S_p – розрахункове навантаження відділення (цеху), kVA ;

F – площа відділення (цеху), м^2 .

Мінімальне число ЦТ однакової потужності для живлення технологічно зв'язаного навантаження:

$$N_{\min} = \frac{P_{cp}}{K_z \cdot S_{ном.тр}} + \Delta N. \quad (2.7)$$

де P_{cp} – середня активна потужність за найбільш завантажений період, kW ;

K_z – рекомендований коефіцієнт завантаження;

ΔN – додання до цілого числа.

Оптимальне число за питомими затратами на трансформацію реактивної потужності становить [14]:

$$N_{opt} = N_{\min} + m. \quad (2.8)$$

де m – додатково встановлені трансформатори.

Результати розрахунків для відділень (цехів) підприємства подані в таблицях 2.3, 2.4.

Таблиця 2.3 – Результати розрахунку кількості трансформаторів

ТП	Споживачі	Розміщення	σ , $\text{kVA}/\text{м}^2$	ΔN	$N_{\min}$	m	$N_{\text{ит}}$ <i>шт.</i>
ТП-1, ТП-2	Цехи № 3,1,5,6	Цех № 1	0.085	0.1105	3.889	0	4
ТП-3	Цехи № 2,4,7,9	Цех № 2	0.042	0.0311	1.970	0	2
ТП-4	Цехи № 23,21,19,8,10,11	Цех № 23	0.077	0.269	1.730	0	2
ТП-5, ТП-6	Цехи №12,14,18	Цех № 12	0.181	0.178	3.822	0	4
ТП-7	Цехи №15,16,17,13,24,25,26	Цех № 15	0.199	0.2547	1.745	0	2
ТП-8	Цехи №20,22,31,32,33,34	Цех № 20	0.214	0.386	1.611	0	2
ТП-9, ТП-10	Цехи №28,27,29,30	Цех № 28	0.115	0.236	3.764	0	4

Таблиця 2.4 – Вибір цехових трансформаторів

ТП	$F, м^2$	$P_p, кВт$	$Q_p, кВАр$	$S_p, кВА$	$S_{ном.тр}$ кВА	K_3	$N_{онт.}$ шт.	Тип трансформатора
ТП-1, ТП-2	21450	1323.2	1315.2	1865.6	400	0.84	4	ТСЗ – 400 / 10
ТП-3	19620	618.2	511.6	841.5	400	0.83	2	ТСЗ – 400 / 10
ТП-4	9498	586.3	442.6	734.6	400	0.84	2	ТСЗ – 400 / 10
ТП-5, ТП-6	8744	1145.4	1079.1	1573.6	400	0.77	4	ТСЗ – 400 / 10
ТП-7	3374	523.3	396.6	656.6	400	0.78	2	ТСЗ – 400 / 10
ТП-8	4550	761.8	601.1	970.4	630	0.79	2	ТСЗ – 630 / 10
ТП-9, ТП-10	22430	2016.8	1721.3	2651.5	630	0.82	4	ТСЗ – 630 / 10

Виконуємо перевірку трансформатора за K_3 :

$$K_3 = \frac{P_p}{n_{тр} \cdot S_{ном.тр}} = \frac{1323.2}{4 \cdot 400} = 0,82.$$

Значення коефіцієнтів K_3 для ЦТ:

ТП	ТП-1, ТП-2	ТП-3	ТП-4	ТП-5, ТП-6	ТП-7	ТП-8	ТП-9, ТП-10
K_3	0.82	0.83	0.73	0.71	0.65	0.61	0.8

2.6 Вибір потужності КБ для зниження втрат в трансформаторах

Реактивна потужність, яку доцільно донести в мережу напругою до 1000 В через трансформатори [12]:

$$Q_{\max.тр} = \sqrt{\left(N_{онт.} \cdot K_3 \cdot S_{ном.тр}\right)^2 - P_p^2}, \text{ кВАр}. \quad (2.9)$$

Сумарна напруга НКБ на напругу до 1000 В:

$$Q_{НКБ1} = Q_p - Q_{\max.тр}. \quad (2.10)$$

Для даної групи трансформаторів встановлення додаткових *НКБ* не потрібно [12]. Результати розрахунку *КРП* подано в таблиці 2.5.

Таблиця 2.5 – Вибір потужності регульованих конденсаторних установок на ланках 0.4 кВ

№ТП	$Q_{\max, \text{тр}},$ кВАр	$Q_{\text{НКБ1, тр}},$ кВАр	$Q_{\text{НК}}^p,$ кВАр	$Q_{\text{НК.тр}},$ кВАр	К-сть, шт	$Q_{\text{НКБ}},$ кВАр	Тип НКБ
ТП-1, ТП-2	235.5	1079.7	1079.7	100	11	1100	УКРМ – 04 – 100 – 2.5 – 21У3
ТП-3	242.3	269.3	269.3	100	3	300	УКРМ – 04 – 100 – 2.5 – 21У3
ТП-4	328.4	114.2	114.2	50	3	150	УКРМ – 04 – 100 – 2.5 – 21У3
ТП-5, ТП-6	453.7	625.3	625.3	70	9	630	УКРМ – 04 – 70 – 2.5 – 21У3
ТП-7	339.9	56.7	56.7	70	1	70	УКРМ – 04 – 70 – 2.5 – 21У3
ТП-8	640.7	–39.6	0	–	–	–	–
ТП-9, ТП-10	450.0	1271.3	1271.3	100	13	1300	УКРМ – 04 – 100 – 2.5 – 21У3

У відповідності до балансу реактивної потужності на лінії 10кВ [12], розрахунки показали, що сумарна потужність *ВКБ* – від’ємна, тому встановлення синхронного двигуна в якості компенсатора не потрібна.

Схема розподільної мережі 10кВ підприємства подано на рисунку 2.3.

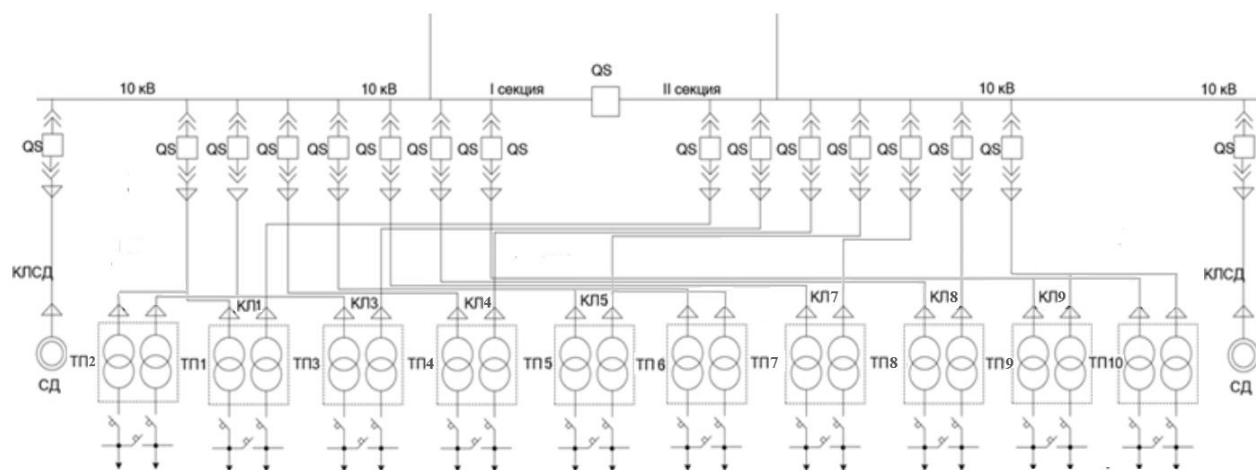


Рисунок 2.3 – Схема електропостачання підприємства на ланках 10кВ.

2.7 Розрахунок втрат потужності в трансформаторах

Згідно проведених розрахунків за таблицями [10] вибираємо трансформатори $ТСЗ - 630 / 10$ кВ та $ТСЗ - 400 / 10$ кВ. Паспортні дані трансформаторів заносимо в таблицю 2.6.

Таблиця 2.6 – Дані трансформаторів

Тип трансформатора	$S_{ном}, кВА$	Напруга обмоток, кВ		Втрати, кВт		$u_{кз}, \%$	$i_{хх}, \%$
		$ВН$	$НН$	$\Delta P_{хх}$	$\Delta P_{кз}$		
$ТСЗ - 400 / 10$	400	10	0,4	1.35	4.2	6.0	1.2
$ТСЗ - 630 / 10$	630	10	0,4	1,4	7.0	6.0	1.1

Для вибору кабелів живлення $ЦТ$, необхідно визначити втрати потужності в трансформаторах: втрат навантаження, втрат холостого ходу [13].

Розрахунок проведемо з прикладу $ТПЗ$. Втрати активної потужності:

$$\Delta P_{тр} = \Delta P_{хх} \cdot n + \Delta P_{кз} \cdot \frac{1}{n} \left(\frac{S_{факт}}{S_{ном.тр}} \right)^2 = 1.35 \cdot 2 + 4.2 \cdot \frac{1}{2} \left(\frac{580.8}{400} \right)^2 = 7.12 \text{ кВт},$$

де n – число паралельно працюючих трансформаторів;

$\Delta P_{хх}, \Delta P_{кз}$ – втрати активної потужності $хх$ та $кз$, відповідно, кВт;

$S_{факт}$ – фактичне навантаження трансформатора:

$$S_{факт} = \sqrt{P_p^2 + (Q_p - Q_{НБК})^2} = \sqrt{618.2^2 - (511.6 - 300)^2} = 580.8 \text{ кВА}.$$

Втрати реактивної потужності:

$$\begin{aligned} \Delta Q_{тр} &= \frac{S_{ном.тр} \cdot i_{хх}}{100} \cdot n + \frac{S_{ном.тр} \cdot u_{кз}}{100} \cdot \frac{1}{n} \left(\frac{S_{факт}}{S_{ном.тр}} \right)^2 = \\ &= \frac{400 \cdot 1.2}{100} \cdot 2 + \frac{400 \cdot 6.0}{100} \cdot \frac{1}{2} \left(\frac{580.8}{400} \right)^2 = 27.02 \text{ кВАр}, \end{aligned}$$

де n – число паралельно працюючих трансформаторів;

$\Delta P_{хх}, \Delta P_{кз}$ – втрати активної потужності $хх$ та $кз$, відповідно, кВт;

Результати за кожним ЦТ подані в таблиці 2.7.

Таблиця 2.7 – Результати втрат в ЦТ

ТП	$S_{ном.тр}, кВА$	$\Delta P_{тр}, кВт$	$\Delta Q_{тр}, кВА$
1-2	400	17.19	86.59
3	400	7.12	27.02
4	400	8.33	41.80
5-6	400	15.33	57.96
7	400	6.28	25.28
8	630	8.19	42.97
9-10	630	24.31	128.78

2.8 Вибір кабельних ліній 10 кВ

Вибір кабельних ліній проводимо за економічною щільністю струму. Як приклад, виконаємо вибір кабелю (10кВ) на ділянку ГПП – ТП1 [14]. Для забезпечення безперебійного живлення використовуємо дві паралельно прокладені в траншеї кабельні лінії при відстані між ними 300 мм.

Розрахунковий робочий струм за номінального режиму розраховуємо з формули [14]:

$$I_p = \frac{\sqrt{(P_p^{ном} + \Delta P_{тр})^2 + (Q_p^{ном} + \Delta Q_{тр})^2}}{\sqrt{3} \cdot n_k \cdot U_{ном}} =$$

$$= \frac{\sqrt{(1323.2 + 17.19)^2 + (215.2 + 85.59)^2}}{\sqrt{3} \cdot 2 \cdot 10} = 39.67 \text{ А.}$$

де $P_p^{ном}$ – активна складова навантаження на шинах 10 кВ, кВт;

$\Delta P_{тр}$ – втрати активної потужності (таблиця 2.7), кВт;

n_k – число кабельних ліній;

$Q_p^{ном}$ – реактивна складова навантаження на шинах 10 кВ, кВАр:

$$\Delta Q_{тр} = Q_p - Q_{НKB} = 1315.2 - 1100 = 215.2 \text{ кВА.}$$

Струм при аварійному режимі роботи ($n_k = 1$):

$$I_{p.\max} = \frac{\sqrt{(P_p^{\text{ном}} + \Delta P_{\text{тр}})^2 + (Q_p^{\text{ном}} + \Delta Q_{\text{тр}})^2}}{\sqrt{3} \cdot n_k \cdot U_{\text{ном}}} =$$

$$= \frac{\sqrt{(1323.2 + 17.19)^2 + (215.2 + 85.59)^2}}{\sqrt{3} \cdot 1 \cdot 10} = 79.34 \text{ A.}$$

Розрахункове січення жили кабелю становить:

$$F_{\text{розр}} = \frac{I_p}{j_{\text{ек.}}} = \frac{39.67}{1.2} = 33,05 \text{ мм}^2.$$

Найближчий стандартний переріз – 35 мм^2 . Встановлюємо – алюмінієвий кабель з ізоляцією зі зшитого поліетилену при значенні тривало допустимого струму $I_{\text{дон}} = 125 \text{ A}$ [14].

Перевіряємо чи може кабель зі струмом $I_{\text{дон}} = 125 \text{ A}$ забезпечити проходження максимального струму за умови нагрівання [14]:

$$I_{\text{дон}} \geq \frac{I_{p.\max}}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3} = \frac{79.34}{1 \cdot 0.9 \cdot 1.23} = 71.67 \text{ A},$$

де k_1 – коефіцієнт врахування впливу температури оточуючого середовища (OC), за умови, що температура OC – $+25^\circ\text{C}$, $k_1 = 1,0$ [14];

k_2 – поправочний коефіцієнт на число робочих кабелів, що розміщуються поруч в землі; при відстані між кабелями 300 мм та числу кабелів рівним трьом, $k_2 = 0.9$ [14];

k_3 – коефіцієнт врахування питомого теплового опору ґрунту, $k_3 = 1.23$.

Перевірку можливості роботи в після аварійному режимі здійснюємо на виконання умови:

$$k_{\text{нев.}} \cdot I_{\text{дон}} \geq \frac{I_{p.\max}}{k_1 \cdot k_2 \cdot k_3}; \quad (2.11)$$

де $k_{\text{нев.}}$ – коефіцієнт кратності перевантаження (згідно ПУЕ [9] не більше 10% для кабелів із поліетиленовою ізоляцією), $k_{\text{нев.}} = 1,1$.

$$1.1 \cdot 125 = 137.5 \geq \frac{79.34}{1 \cdot 0.93 \cdot 0.98} = 87.05 \text{ A}.$$

Для ланки ГПП – ТП1 втрати напруги в лініях 10 кВ визначаємо з формули [14]:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot I_p \cdot \ell \cdot (r_{\text{ном.}} \cos \varphi + x_{\text{ном.}} \sin \varphi) = \\ \sqrt{3} \cdot 39.67 \cdot 0.09 \cdot (0.524 \cdot 0.71 + 0.109 \cdot 0.71) = 2.78 \text{ В}.$$

По відношенню до номінальної напруги, допустимі втрати напруги становлять:

$$\Delta U_{\text{ном}} \% = \Delta U / U_{\text{ном}} = 0.0278 \%.$$

Отримане значення входить в допустимі межі [14].

Результати вибору кабелів для інших ділянок ланок 10 кВ зводимо в таблицю 2.8.

Таблиця 2.8 – Вибір кабельних ліній 10 кВ.

Ділянка	$S_{\text{ном.тр}},$ кВА	I_p, A	$I_{p.\text{max}},$ А	$I_{\text{доп}},$ А	$\ell,$ км	$R,$ Ом	$X,$ Ом	$F,$ мм ²	Марка кабелю	$\Delta U_{\text{ном.р}},$ %	$\Delta U_{\text{ном.ав}},$ %
ГПП – ТП1	1600	39.67	79.34	125	0.098	0.05	0.01	35	АПвП 3×35/16	0.0278	0.0558
ТП1– ТП-2	800	20.30	40.61	125	0.074	0.03	0.01	35	АПвП 3×35/16	0.01326	0.02652
ГПП-ТП-3	800	23.67	47.34	125	0.201	0.10	0.02	35	АПвП 3×35/16	0.0284	0.0569
ГПП-ТП-4	800	22.14	44.28	125	0.183	0.09	0.02	35	АПвП 3×35/16	0.0271	0.0542
ГПП-ТП-5	1600	46.9	93.8	125	0.025	0.01	0.01	35	АПвП 3×35/16	0.0094	0.018
ТП5– ТП-6	800	20.11	40.23	125	0.037	0.01	0.01	35	АПвП 3×35/16	0.0058	0.0117
ГПП-ТП-7	800	19.54	39.09	125	0.078	0.04	0.01	35	АПвП 3×35/16	0.0152	0.0304
ГПП-РП-1	2380	68.7	137.4	155	0.177	0.06	0.03	50	АПвП 3×50/16	0.0906	0.1814
РП-1-ТП-8	1260	29.28	58.56	125	0.026	0.01	0.01	35	АПвП 3×35/16	0.0064	0.0128
ГПП-ТП-9	2520	79.52	159.05	155	0.198	0.06	0.02	50	АПвП 3×50/16	0.0764	0.154
ТП-9-ТП10	1260	32.62	65.25	125	0.022	0.01	0.01	35	АПвП 3×35/16	0.0053	0.0106

2.9 Висновки до другого розділу

Розрахунки електричних навантажень силового обладнання підприємства та вибір перерізів проводів кабельних ліній дозволить провести вибір комутаційного обладнання щодо забезпечення надійності роботи.

Розрахунок сумарної потужності підприємства проведений за характерними добовими графіками навантаження.

Картограма електричних навантажень і встановлення розподільних пунктів дозволить знизити втрати в лініях 10кВ та трансформаторах.

Проведений вибір ЦТ забезпечить надійне електропостачання підприємства в номінальному та аварійному режимах роботи.

3 ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСЬКИЙ РОЗДІЛ

3.1 Розрахунок струмів короткого замикання

Розрахунки в відносних одиницях. Схема заміщення подано на рисунку 3.1 [14].

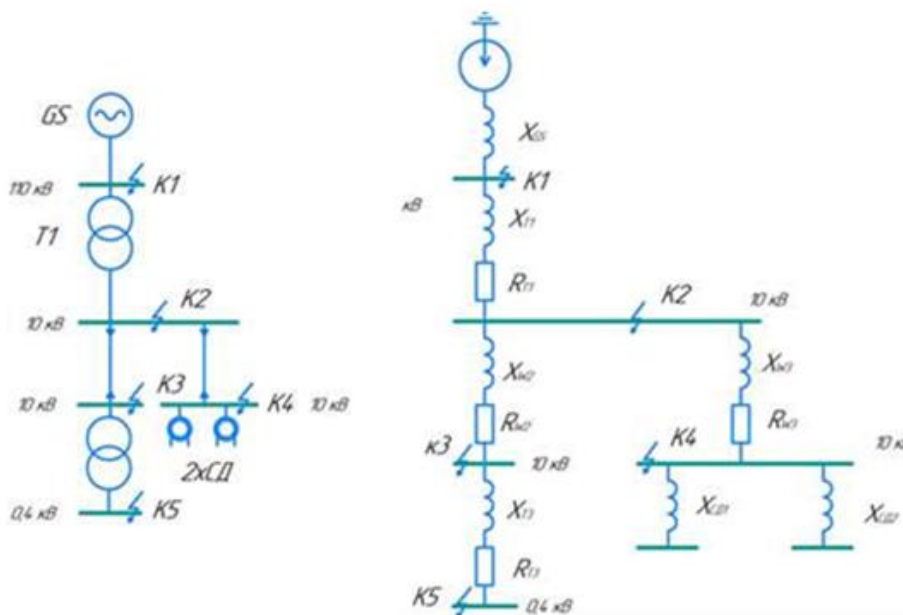


Рисунок 3.1 – Схема заміщення.

Базисні умови:

$$S_{\sigma} = 100 \text{ MVA}; S_m = 1200 \text{ MVA};$$

Розрахунок струмів короткого замикання (K3) проводимо за формулою:

$$I_K = \frac{E^*}{Z_{\Sigma}^*} \cdot I_B. \quad (3.1)$$

де E^* – значення ЕРС системи у відносних одиницях (в.о.), $E^* = 1$;

z_{Σ}^* – сумарний опір (в.о.) до точки K3;

I_B – базисний струм відповідного класу напруги:

$$I_B = \frac{S_{\sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_B}, \quad (3.2)$$

де S_B – потужність системи;

U_B – базисна напруга на ступені.

Базисні напруги: $U_{B1} = 115 \text{ кВ}$; $U_{B2-4} = 10.5 \text{ кВ}$; $U_{B5} = 0.4 \text{ кВ}$.

Визначаємо базисні струми:

$$I_{B1} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 115} = 0.502 \text{ кА}; \quad I_{B2-4} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 5.498 \text{ кА};$$

$$I_{B5} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0.4} = 144.3 \text{ кА}.$$

Для розрахунку приймаємо точки: K_1 – шини 110 кВ ГПП; K_2 – шини 10 кВ ГПП; K_3 – СШ 10 кВ; K_4 – шини РП1; K_5 – шина 0.4 кВ;

Визначаємо параметри схеми заміщення:

Система: $z_M^* = x_M^* = 0.2 \text{ у.о.}$

Для трансформатора на ГПП:

$$x_{T1}^* = u_{K3} \cdot \frac{S_{\sigma}}{100 \cdot S_{\text{ном.Т1}}}, \quad (3.4)$$

де u_{K3} – напруга КЗ (%): $u_{K3} = 10.5\%$;

$S_{\text{ном.Т1}}$ – номінальна потужність трансформатора ГПП: $S_{\text{н.Т}} = 6300 \text{ кВА}$.

$$x_{T1}^* = 0.105 \cdot \frac{100}{6.3} = 1.66 \text{ у.о.}$$

Повітряна лінія 110 кВ, кабель АС – 35 / 6.2.

$$r_l^* = R_{0.l} / 2 \cdot \ell \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{B1}^2}; \quad x_l^* = X_{0.l} / 2 \cdot \ell \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{B1}^2} \quad x_l^* = X_{0.l} / 2 \cdot \ell \cdot \frac{S_{\sigma}}{U_{B1}^2}, \quad (3.3)$$

де $X_{0.l}, R_{0.l}$ – опори ліній: $X_{0.l} = 0.234 \text{ Ом / км}$, $R_{0.l} = 0.3 \text{ Ом / км}$;

ℓ – довжина лінії: $\ell = 15 \text{ км}$.

$$x_l^* = 0.234 / 2 \cdot 15 \cdot \frac{100}{115^2} = 0.0132 \text{ у.о.}$$

$$r_l^* = 0.3 / 2 \cdot 15 \cdot \frac{100}{115^2} = 0.017 \text{ у.о.}$$

Для кабельної лінії 10 кВ:

$$r_{KL}^* = R_{n.o} \cdot \ell_{KL} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{B2-4}}, \quad (3.5)$$

де $R_{n.o}$ – питомий активний опір кабелю, $Ом / км$;

ℓ_{KL} – довжина кабельної лінії;

U_{B2-4} – значення базисної напруги на низькій стороні: $U_{B2-4} = 10.5 кВ$.

$$x_{KL}^* = X_{n.o} \cdot \ell_{KL} \cdot \frac{S_{\delta}}{U_{B2-4}}, \quad (3.6)$$

де $X_{n.o}$ – питомий реактивний опір кабелю, $Ом / км$;

ℓ_{KL} – довжина кабельної лінії, $км$;

U_{B2-4} – значення базисної напруги на низькій стороні: $U_{B2-4} = 10,5 кВ$.

Кабельна лінія ГПП – РП1:

Переріз кабелю $50 мм^2$: $X_{n.o} = 0.204 Ом / км$; $R_{n.o} = 0.387 Ом / км$;

$\ell = 0.177 км$.

$$r_{ГПП-РП1}^* = 0.386 \cdot 0.177 \cdot \frac{100}{10.5^2} = 0.0619 у.о.$$

$$x_{ГПП-РП1}^* = 0.204 \cdot 0.177 \cdot \frac{100}{10.5^2} = 0.0327 у.о.$$

Кабельна лінія РП1 – ТП8:

Переріз кабелю $35 мм^2$: $X_{n.o} = 0.109 Ом / км$; $R_{n.o} = 0.868 Ом / км$;

$\ell = 0.0265 км$.

$$r_{РП1-ТП8}^* = 0.868 \cdot 0.0265 \cdot \frac{100}{10.5^2} = 0.0208 у.о.$$

$$x_{РП1-ТП8}^* = 0.109 \cdot 0.0265 \cdot \frac{100}{10.5^2} = 0.0026 у.о.$$

Синхронний двигун: $E_{CD}'' = 1.1$; $P_{ном.СД} = 1.25 МВт$; $X_{CD}'' = 0.2 Ом$.

$$x_{CD}^* = x_{CD}'' \cdot \frac{S_{\delta}}{n_{CD} \cdot S_{ном.СД}} = 0.2 \cdot \frac{100}{2 \cdot 1.25} = 8.0 у.о.,$$

де x_{CD}'' – над перехідний опір;

n_{CD} – кількість двигунів, $n_{CD} = 2$.

Визначаємо сумарний опір для точки K_1 :

$$x_{\Sigma 1}^* = x_m^* + x_l^* = 0.2 + 0.0132 = 0.2132 \text{ у.о.}; r_{\Sigma 1}^* = r_l^* = 0.017 \text{ у.о.}$$

Так як $r_{\Sigma}^* < x_{\Sigma}^*/3$, то $z_{\Sigma 1}^* = x_{\Sigma 1}^* = 0.2132 \text{ у.о.}$

Визначаємо значення струму $K3$ в точці K_1 :

$$I_{K1} = \frac{0.502}{0.2132} = 2.354 \text{ кА.}$$

Визначаємо значення ударного струму в точці K_1 [14]:

$$i_{y\partial 1} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{K1} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 2.354 = 5.992 \text{ кА.}$$

Визначаємо загальні опори зі сторони системи та синхронного двигуна до точки K_2 :

$$x_{m.\Sigma 2}^* = x_{\Sigma 1}^* + x_{T1}^* = 0.2132 + 1.66 = 1.8732 \text{ у.о.}; 10 \text{ кВ } r_{m.\Sigma 2}^* = r_{\Sigma 1}^* = 0.017;$$

$$x_{CD.\Sigma 2}^* = x_{CD}^* + x_{РП1-ТП8}^* = 8.0 + 0.0026 = 8.0026 \text{ у.о.}; r_{CD.\Sigma 2}^* = r_{РП1-ТП8}^* = 0.028 \text{ у.о.}$$

Так як $r_{\Sigma}^* < x_{\Sigma}^*/3$, то :

$$z_{m.\Sigma 2}^* = x_{m.\Sigma 2}^* = x_{\Sigma 1}^* = 1.8732 \text{ у.о.};$$

$$z_{CD.\Sigma 2}^* = x_{CD.\Sigma 2}^* = 8.0026 \text{ у.о.}$$

Визначаємо струми в точці K_2 :

$$I_{Km.K2} = \frac{I_{B2}}{z_{m.\Sigma 2}^*} = \frac{5.498}{1.8732} = 2.935 \text{ кА};$$

$$I_{Km.CD} = \frac{I_{B2}}{z_{CD.\Sigma 2}^*} = \frac{5.498}{8.0026} = 0.687 \text{ кА.}$$

Сумарний струм в точці K_2 :

$$I_{K2} = I_{Km.K2} + I_{Km.CD} = 2.935 + 0.687 = 3.622 \text{ кА.}$$

Визначаємо значення ударного струму в точці K_2 [14]:

$$i_{y\partial 2} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{K2} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 3.622 = 9.22 \text{ кА.}$$

Визначаємо результуючий опір до точки K_3 :

– знаходимо еквівалентний опір від джерел живлення:

$$x_{екв.2}^* = \frac{x_{м.Σ2}^* \cdot x_{сд.Σ2}^*}{x_{м.Σ2}^* + x_{сд.Σ2}^*} = \frac{1.8732 \cdot 8.0026}{1.8732 + 8.0026} = 1.52 \text{ у.о.}$$

– коефіцієнти розподілення:

$$x_{p1}^* = \frac{x_{екв.2}^*}{x_{м.Σ2}^*} = \frac{1.52}{1.8732} = 0.811 \text{ у.о.}; \quad x_{p2}^* = \frac{x_{екв.2}^*}{x_{сд.Σ2}^*} = \frac{1.52}{8.0026} = 0.19 \text{ у.о.}$$

– результуючий опір:

$$x_{рез3}^* = x_{екв.2}^* + x_{ГПП-ПП1}^* = 1.52 + 0.0327 = 1.553 \text{ у.о.}$$

$$x_{3Σ1}^* = \frac{x_{рез3}^*}{x_{p1}^*} = \frac{1.553}{0.811} = 1.915 \text{ у.о.}; \quad x_{3Σ2}^* = \frac{x_{рез3}^*}{x_{p2}^*} = \frac{1.553}{0.19} = 8.173 \text{ у.о.}$$

Визначаємо струми в точці K_3 окремо від системи й синхронного двигуна:

$$I_{Км.К3} = \frac{I_{Б2}}{x_{3Σ1}^*} = \frac{5.498}{1.915} = 2.871 \text{ кА}; \quad I_{Ксд.К3} = \frac{I_{Б2}}{x_{3Σ2}^*} = \frac{5.498}{8.073} = 0.681 \text{ кА}.$$

Сумарний струм в точці K_3 буде:

$$I_{К3} = I_{Км.К3} + I_{Ксд.К3} = 2.871 + 0.681 = 3.552 \text{ кА}.$$

Визначаємо значення ударного струму в точці K_3 :

$$i_{y03} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{К3} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 3.552 = 9.04 \text{ кА}.$$

Визначаємо сумарний опір окремо як від мережі так і від синхронного двигуна до точки K_4 :

$$x_{мΣ4}^* = x_{мΣ2}^* + x_{ПП1-ТП8}^* = 1.8732 + 0.0026 = 1.8758 \text{ у.о.}; \quad r_{мΣ4}^* = r_{ПП1-ТП8}^* = 0.0208 \text{ у.о.};$$

$$x_{сд.Σ4}^* = x_{сд}^* = 8.0 \text{ у.о.}; \quad r_{сд}^* = 0.$$

Так як $r_{\Sigma}^* < x_{\Sigma}^*/3$, то значення повного опору становить:

$$z_{м.Σ4}^* = x_{м.Σ4}^* = 1.8758 \text{ у.о.};$$

$$z_{сд.Σ4}^* = x_{сд.Σ4}^* = 8.0 \text{ у.о.}$$

Визначаємо струми в точці K_4 :

$$I_{Км.К4} = \frac{I_{Б4}}{z_{м.Σ4}^*} = \frac{5.498}{1.8758} = 2.931 \text{ кА}; \quad I_{Ксд.К4} = \frac{I_{Б4}}{x_{сд.Σ4}^*} = \frac{5.498}{8.0} = 0.687 \text{ кА}.$$

Сумарний струм в точці K_4 становить:

$$I_{K4} = I_{Km.K4} + I_{КСД.K4} = 2.931 + 0.687 = 3.618 \text{ кА}.$$

Визначаємо значення ударного струму в точці K_4 :

$$i_{y04} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot I_{K4} = \sqrt{2} \cdot 1.8 \cdot 3.618 = 9.21 \text{ кА}.$$

На обладнанні напругою до 1 кВ розрахунок КЗ в точці K_5 виконуємо в іменних одиницях:

$$U_{ном} = 0.4 \text{ кВ}; S_{ном.T2} = 630 \text{ кВА}; \Delta P_{кз} = 7.0 \text{ кВт}; u_{кз} = 6.0 \text{ \%}.$$

Результуючий опір для точки K_5 в означених одиницях:

$$x_{рез} = \frac{x_{рез3}^* \cdot U_{Б3}^2}{S_{б}} = \frac{1.553 \cdot 10.5^2}{100} = 1.712.$$

Визначаємо опір приведенний до базисної напруги 0.4 кВ, елементів схеми до ЦТ:

$$x_{рез.0.4} = x_{рез} \cdot \left(\frac{U_{Б5}}{U_{Б3}} \right)^2 \cdot 10^3 = 1.712 \cdot \left(\frac{0.4}{10.5} \right)^2 \cdot 10^3 = 2.484 \text{ МОм}.$$

Опори ЦТ становлять:

$$r_{ЦТ} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном.T2}^2} \cdot 10^6 = \frac{7.0 \cdot 0.4^2}{630^2} \cdot 10^6 = 2.822 \text{ МОм};$$

$$x_{ЦТ} = \sqrt{\left(\frac{u_{кз}}{100} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{кз}}{S_{ном.T2}} \right)^2} \cdot \frac{U_{ном}^2}{S_{ном.T2}} = \sqrt{\left(\frac{6.0}{100} \right)^2 - \left(\frac{7.0}{630} \right)^2} \cdot \frac{0.4^2}{630} \cdot 10^6 = 16.8 \text{ МОм}.$$

Сумарний реактивний опір до точки K_5 становить:

$$x_{\Sigma 4.K5} = x_{рез.0.4} + x_{ЦТ} = 2.484 + 16.8 = 19.284 \text{ МОм}.$$

Сумарний активний опір до точки K_5 крім опору ЦТ повинен враховувати перехідні опори контактів [14], тому, вводимо додатковий опір $r_{доо} = 15 \text{ МОм}$:

$$r_{\Sigma 5.K5} = r_{ЦТ} + r_{доо} = 2.822 + 15 = 17.822 \text{ МОм}.$$

Визначаємо струм КЗ в точці K_5 :

$$I_{K5} = \frac{S_{ном.T2} \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(x_{\Sigma 4.K5})^2 + (r_{\Sigma 5.K5})^2}} = \frac{630 \cdot 1000}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{(19.284)^2 + (17.822)^2}} = 13.852 \text{ кА}.$$

Для визначення ударного струму в точці K_5 вводимо ударний коефіцієнт за відношенням $x_{\Sigma 4.K5}/r_{\Sigma 5.K5}$:

$$T_{y\partial.K5} = x_{\Sigma 4.K5}/r_{\Sigma 5.K5} = 19.284/17.822 = 1.08; K_{y\partial.K5} = 1.009.$$

Визначаємо значення ударного струму в точці K_5 :

$$i_{y\partial 5} = \sqrt{2} \cdot I_{K5} \cdot K_{y\partial.K5} = \sqrt{2} \cdot 13.852 \cdot 1.009 = 19.766 \text{ кА}.$$

Результати зводимо в таблицю 3.1.

Таблиця 3.1 – Результати розрахунку струмів КЗ.

Точка	$U_B, \text{кВ}$	$I_K, \text{кА}$	$I_{y\partial}, \text{кА}$
K_1	115	2.354	5.992
K_2	10.5	3.622	9.22
K_3	10.5	3.552	9.04
K_4	10.5	3.618	9.21
K_5	0.4	13.852	19.766

3.2 Вибір обладнання на стороні 110 кВ

Вибір та перевірка вимикачів.

Вимикачі вибираємо за: струмом; напругою; вимикач ВГТ – 110 – 40 / 2500У1 з характеристиками [20]:

Номінальна напруга, кВ	110
Номінальна робоча напруга, кВ	126
Номінальний струм, А	2500
Струм на відключення, кА	40
Струм термічної стійкості, кА (3с)	40
Струм КЗ, кА	102
Час відключення вимикача, с	0.035
Час відключення управління, с	0.055

Значення струму згідно розрахунків (розділ 2):

$$I_p = 22.12 \text{ A}; \quad I_{p.\max} = 44.24 \text{ A}.$$

Розраховуємо параметри повірки вимикача [14]:

$$i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot I_{K1} \cdot e^{\frac{-\tau}{T_a}}, \text{ кА}, \quad (3.7)$$

де τ – час від КЗ до розмикання контактів:

$$\tau = t_{p3} + t_{\epsilon.\epsilon} = 0,01 + 0,035 = 0,045 \text{ с}, \quad (3.8)$$

де t_{p3} – час дії захисту (мінімальний), $t_{p3} = 0,01 \text{ с}$;

$t_{\epsilon.\epsilon}$ – час відключення вимикача;

T_a – постійна часу аперіодичної складової, $T_a = 0,05 \text{ с}$;

I_{K1} – струм КЗ в точці K_1 , $I_{K1} = 2.354 \text{ кА}$.

$$\text{Отримаємо: } i_{a\tau} = \sqrt{2} \cdot 2.354 \cdot e^{\frac{-0,045}{0,05}} = 1.353 \text{ кА}.$$

Значення імпульсу квадратичного струму КЗ [14]:

$$B_K \approx I_{K1}^2 \cdot (t_{p3} + t_{\epsilon.y} + T_a), \quad (3.9)$$

де t_{p3} – час дії захисту, $t_{p3} = 0,02 \text{ с}$;

$t_{\epsilon.y}$ – час відключення вимикача, $t_{\epsilon.y} = 0,055 \text{ с}$.

$$\text{Отримаємо: } B_K \approx 2.354^2 \cdot (0,2 + 0,055 + 0,05) = 1.69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}.$$

Результати зведено в таблицю 3.2.

Таблиця 3.2 – Умови повірки вимикача

Параметри	Умови	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 44.24 \text{ А}$	$I_{ав} < I_{ном}$	$I_{ном} = 2500 \text{ А}$
За електродинамічною стійкістю		
$I_{K1} = 2.354 \text{ кА}$	$I_{K1} \leq I_{дин}$	$I_{дин} = 40 \cdot \sqrt{2} = 56.57 \text{ кА}$
$i_{y\partial} = 5.992 \text{ кА}$	$i_{y\partial} \leq i_{н.с}$	$i_{н.с} = 40 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 1.69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{мс}^2 \cdot t_{мс}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 40^2 \cdot 3 = 4800 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибраний вимикач $BTT-110-40/2500U1$ задовольняє умовам.

Вибір та перевірка роз'єднувачів.

Вибираємо роз'єднувач $РДЗ-110/1000УХЛ1$ з характеристиками:

Номинальна напруга, kV	110
Номинальний струм, kA	1000
Наскрізний струм, kA	80
Головні ножі - струм за термічною стійкістю, kA - час за термічною стійкістю, c	31.5 4
Ножі заземлення - струм за термічною стійкістю, kA - час за термічною стійкістю, c	31.5 1

Розрахунок роз'єднувачів проводимо аналогічно розрахунку вимикачів (таблиця 3.3.).

Таблиця 3.3 – Умови перевірки роз'єднувача

Параметри	Умови	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 44.24 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 1000 \text{ А}$
За електродинамічною стійкістю		
$i_{уд} = 5.992 \text{ кА}$	$i_{уд} \leq i_{н.с}$	$i_{н.с} = 80 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 1.69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{нс}^2 \cdot t_{нс}$	$I_{нс} \cdot t_{нс} = 31.5^2 \cdot 4 = 2976 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$
$B_K = 1.69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$		$I_{нс} \cdot t_{нс} = 31.5^2 \cdot 1 = 992 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибраний роз'єднувач відповідає $РДЗ-110/1000УХЛ1$ умовам перевірки.

Вибір ОПН.

Згідно умови: $U_{уст} \leq U_{ном}$, на ланці 110 кВ встановлюємо ОПН типу ОПН – 110 / 73 / 10 / 400 – 10 (II) УХЛ1 для забезпечення надійності захисту від внутрішніх/зовнішніх перенапруг.

Вибір трансформаторів струму.

На лінії 110кВ трансформатор струму (ТС); вбудованого типу (силовий трансформатор), ТВТ – 110 – III – 600 / 5, параметри вибору: напруга вставки; струм на ВН ; здійснення повірки: за термічною й електродинамічною стійкістю. Основні характеристики ТС :

Номінальна напруга, кВ	110
Номінальний первинний струм, А	600
Номінальний вторинний струм, А	5
Клас точності	3
Номінальне навантаження, Ом	1.2
Номінальна кратність	20
Струм (термічна стійкість), кА	20
Час (термічна стійкість), с	3

Розрахунки повірки представлені в таблиці 3.4.

Таблиця 3.4 – Умови повірки ТС

Параметри	Умови	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 110 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 44.24 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 600 \text{ А}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 1.69 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq (K_m \cdot I_{ном})^2 \cdot t_{тер}$	$(25 \cdot 0.6)^2 \cdot 3 = 675 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибираємо ТС на секційній перемичці типу ТФЗМ – 110 – I – 100 / 5 У1, характеристики:

Номинальна напруга, κB	110
Номинальний первинний струм, A	100
Номинальний вторинний струм, A	5
Струм за динамічною стійкістю, κA	41
Термічна стійкість, $\kappa A^2 \cdot c$	48

Умови вибору TC подано в таблиці 3.5.

Таблиця 3.5 – Повірка трансформатора струму

Параметри	Умови	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 110 \kappa B$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 110 \kappa B$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 44.24 A$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 630 A$
За симетричним струмом відключення		
$i_y = 5.992 \kappa A$	$i_{y\partial} \leq i_{н.с}$	$i_{дин} = 41 \kappa A$
За термічною стійкістю		
$B_K = 2,433 \kappa A^2 \cdot c$	$B_K \leq I_{mc}^2 \cdot t_{mc}$	$I_{тер} \cdot t_{тер} = 1200 \kappa A^2 \cdot c$

3.3 Вибір обладнання на стороні 10 кВ

Вибір вимикачів.

Для здійснення вибору, розраховуємо значення номінального та після аварійного струмів на стороні HH ГПП:

$$I_{ном. HH} = k_3 \cdot \frac{S_{ном. тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном. HH}} = 0.7 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 254.61 A;$$

$$I_{max. HH} = k_3 \cdot \frac{S_{ном. тр}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном. HH}} = 1.4 \cdot \frac{6300}{\sqrt{3} \cdot 10} = 509.2 A.$$

На стороні 10 κB встановлюємо вимикачі $BB-10/630 УЗ$.

$$B_K = 3,21^2 \cdot (1 + 0,05 + 0,02) = 11,02 \kappa A^2 \cdot c.$$

Умови перевірки вимикачів на ланках 10 κB подано в таблиці 3.6.

Таблиця 3.6 – Умови перевірки вимикачів на ланках 10 кВ

Параметри	Умови	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 509.21 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
За симетричним струмом відключення		
$I_{нт} = 3.622 \text{ кА}$	$I_{нт} < I_{ном}$	$I_{н.відкл.} = 20 \text{ кА}$
$i_{yd} = 9.22 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 20 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 5.25 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер} \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір секційного вимикача на шинах 10 кВ ГПП.

Розрахунки проводимо за умови рівномірного розподілу навантаження на секціях шин 10 кВ, тобто, найбільше значення струму через секційний вимикач рівний 1/2 максимального струму на стороні НН.

Вибираємо секційний вимикач ВМГ – 10 – 20 / 630 / Результати розрахунку подані в таблиці 3.7.

Таблиця 3.7 – Умови перевірки секційного вимикача

Параметри	Умови	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
За тривалістю струму		
$I_{ав} = 509.21 \text{ А}$	$I_{ав} \leq I_{ном}$	$I_{ном} = 630 \text{ А}$
За симетричним струмом відключення		
$I_{нт} = 3.622 \text{ кА}$	$I_{нт} < I_{ном}$	$I_{н.відкл.} = 20 \text{ кА}$
$i_{yd} = 9.22 \text{ кА}$	$i_y \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 20 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 15.3 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер} \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot \text{с}$

Вибір вимикачів на РП 10 кВ.

Аналогічно проводимо вибір вимикачів на відхідних ланках від РП 10 кВ (табл. 3.8, табл. 3.9) та приймаємо до встановлення ВВР-10-20/630 УХЛ2 з характеристиками:

Номинальна напруга, кВ	10
Номинальний струм, А	630
Струм за електродинамічною стійкістю, кА	20
Найбільше значення струму ввімкнення, кА	51
Час відключення вимикача, $t_{в.в}$, с	0.03
Загальний час відключення вимикача, $t_{в.у}$, с	0.05
Термічна стійкість, $кА^2 \cdot с$	48

Таблиця 3.8 – Повірка значення номінальних струмів на відхідних ланках системи шин 10 кВ ГПП

Ділянка	$n_{ц}$, шт	$I_{р.мах}$, А	$I_{ном}$, А	Умова $I_{р.мах} \leq I_{ном}$
ТП1 – ТП2	2	40.61	630	$40.61 \leq 630$
ТП5 – ТП6	2	40.23	630	$40.23 \leq 630$
РП1 – ТП8	2	58.56	630	$58.56 \leq 630$
ТП9 – ТП10	2	65.25	630	$65.25 \leq 630$

Таблиця 3.9 – Повірка умов вибору секційного вимикача ВВЕ-1-20/630

Параметри	Умови	Каталогові дані
За напругою		
$U_{уст} = 10 \text{ кВ}$	$U_{уст} \leq U_{ном}$	$U_{ном} = 10 \text{ кВ}$
За симетричним струмом відключення		
$I_{nt} = 3.618 \text{ кА}$	$I_{nt} < I_{ном}$	$I_{н.відкл.} = 20 \text{ кА}$
$i_{уд} = 9.21 \text{ кА}$	$i_{у} \leq i_{дин}$	$i_{дин} = 20 \text{ кА}$
За термічною стійкістю		
$B_K = 15.27 \text{ кА}^2 \cdot с$	$B_K \leq I_{тер}^2 \cdot t_{тер}$	$I_{тер} \cdot t_{тер} = 1200 \text{ кА}^2 \cdot с$

Вибір автоматів за запобіжників.

На ЦТ ($КТП - 630 / 10 / 0,4$ $КТП - 400 / 10 / 0,4$) вибираємо зі встановленням: ввідний автомат – $ВА55 - 43$; секційний автомат – $ВА55 - 41$.

Для виконання захисних функцій $КТП$ встановлюємо запобіжники $ПКТ - 102$.

Значення струму плавкої вставки [14]:

$$I_{пл.вст} = \frac{P_p \cdot 1.4}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5}, \quad (3.10)$$

де P_p – розрахункове навантаження $ТП$;

n – кількість трансформаторів $ТП$.

$$\text{Отримуємо для } ТП - 1, ТП - 2: I_{пл.вст} = \frac{1323.2 \cdot 1.4}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 10.5} = 25.47 \text{ А.}$$

Для інших $ТП$ результати подані таблиці 3.10.

Значення струму ввідного автомату буде [14]:

$$I_{р.авт.} = \frac{P_p}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 0.4}. \quad (3.11)$$

$$\text{Для } ТП - 1, ТП - 2 \text{ отримуємо: } I_{р.авт.} = \frac{1323.2}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.4} = 477.34 \text{ А.}$$

Значення струмів ввідних автоматів подані в таблиці 3.10.

Значення струму секційного автомата [14]:

$$I_{р.авт} = \frac{P_p \cdot k_z}{n \cdot \sqrt{3} \cdot 0.4} = \frac{1323.2 \cdot 0.7}{4 \cdot \sqrt{3} \cdot 0.4} = 281,164 \text{ А.}$$

Значення струмів секційних автоматів подано в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10 – Вибір вставок захисного обладнання

№ ТП	P_p, Bm	N_{mp}	$I_{пл.вст.}, A$	$I_{пл.вст.}^{ном}, A$	Ввідний автомат		Секційний автомат	
					$I_{р.авт.}, A$	$I_{авт.}^{ном}, A$	$I_{р.авт.}, A$	$I_{авт.}^{ном}, A$
ТП-1, ТП-2	1323.2	4	25.47	40	477.34	1600	334.14	1000
ТП-3	618.2	2	23.8	40	446.03	800	312.22	1000
ТП-4	586.3	2	22.56	40	610.41	800	427.28	1000
ТП-5, ТП-6	1145.4	4	22.05	40	413.2	800	289.24	1000
ТП-7	523.3	2	20.14	40	377.56	800	269.29	1000
ТП-8	761.8	2	29.33	40	548.5	800	383.95	1000
ТП-9, ТП-10	2016.8	4	38.82	40	727.56	1600	509.29	1000

Вибираємо запобіжник серії *ПКТ102 – 12 – 40 – 20ТЗ*.

Вибір шин на НН.

Збірні шини в межах *РП*. Вибір здійснюємо за допустимим струмом.

Визначаємо робочий струм [14]:

$$I = \frac{S_{mp} \cdot 1.4}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{6300 \cdot 1.4}{\sqrt{3} \cdot 10.5} = 485 A. \quad (3.12)$$

Вибираємо [19] алюмінієві прямокутні шини перерізом $S = 40 \times 5 \text{ мм}^2$ при $I_{дон} = 540 A$.

Повірку здійснюємо за електродинамічною стійкістю при зусиллях трифазного *КЗ* з врахуванням значення ударного струму на шинах *ГПП* (табл. 3.1): $i_{y\partial} = 9.22 \text{ кА}$.

Визначаємо зусилля між фазами (трифазне *КЗ*) [14]:

$$F_{м.ф.} = \frac{\sqrt{3} \cdot i_{y\partial}^2}{a} \cdot 10^{-7}, \quad (3.13)$$

де a – відстань між осями фаз, $a = 0,25 \text{ м}$.

$$F_{м.ф.} = \frac{\sqrt{3} \cdot (9.22)^2}{0,25} \cdot 10^{-7} = 58.9 \text{ Н/м}.$$

Визначаємо момент опору шин [19]:

$$W = 0.167 \cdot b^2 \cdot h = 0.167 \cdot 4^2 \cdot 0.5 = 1.336 \text{ см}^3,$$

де b – ширина шини, $b = 4 \text{ см}$;

h – висота шини, $h = 0.5 \text{ см}$.

Визначаємо допустиму відстань між фазами [19]:

Визначаємо момент опору шин [19]:

$$l = \sqrt{\frac{10 \cdot \sigma_{\text{дон}} \cdot W}{F_{\text{м.ф.}}}} = \sqrt{\frac{10 \cdot 70 \cdot 1.336}{58.9}} = 12.59 \text{ м},$$

де $\sigma_{\text{дон}}$ – напруженість матеріалу (за допустимим значенням),

$\sigma_{\text{дон}} = 70 \text{ МПа}$ (для алюмінієвих шин).

Напруження при взаємодії фаз [14]:

$$\sigma_p = \frac{F_{\text{м.ф.}} \cdot l^2}{10 \cdot W} = \frac{58.9 \cdot 12.59^2}{10 \cdot 1.336} = 69.8 \text{ МПа}.$$

Допустиме зусилля між фазами [14]:

$$F_{\text{дон}} = \frac{10 \cdot \sigma_{\text{дон}} \cdot W}{l^2} = \frac{10 \cdot 70 \cdot 1.336}{12.59^2} = 59 \text{ Н/м}.$$

При оцінці необхідно виконання умов [14]:

$$\sigma_p \leq \sigma_{\text{дон}}; \quad F_{\phi} \leq F_{\text{дон}}.$$

Вибрані шини задовольняють умовам, бо:

$$\sigma_p = 69.8 \text{ МПа} < \sigma_{\text{дон}} = 70 \text{ МПа};$$

$$F_{\text{в/а}} = 59 \text{ Н/м} = F_{\text{дон}} = 59 \text{ Н/м}.$$

3.4 Висновки до третього розділу

Проведені обрахунки $KЗ$ та вибране комутаційне та захисне обладнання на ланках 110 кВ та 10 кВ забезпечить надійність роботи підприємства при номінальних та аварійних режимах.

4 БЕЗПЕКА ЖИТТЄДІЯЛЬНОСТІ, ОСНОВИ ОХОРОНИ ПРАЦІ

4.1. Розрахунок заземлення та блискавкозахисту на ГПП

4.1.1 Розрахунок пристрою заземлення ГПП

Опір одного вертикального електрода [15]:

$$r_{el} = 0.3 \cdot \rho \cdot K_{сез.г} = 0.3 \cdot 200 \cdot 1.7 = 102 \text{ Ом},$$

де ρ – питомий опір ґрунту, $\rho = 200 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ [15];

$K_{сез.г}$ – коефіцієнт сезонності, $I_з K_{сез.г} = 1.7$.

Граничний опір суміщеного пристрою заземлення (ПЗ):

$$R_{зП1} \leq 250/I_з = 250/4.71 = 53.07 \text{ Ом},$$

де $I_з$ – ємнісний струм замикання (на землю):

$$I_з = \frac{U_{ном} \cdot \ell_{пл}}{350} = \frac{110 \cdot 15}{350} = 4.71 \text{ А}.$$

Необхідний на НН трансформатора: $R_{зП2} = 10 \text{ Ом}$, але, враховуючи, що $\rho > 100 \text{ Ом}$, приймаємо: $R_{зП.дод.} = R_{зП2} \cdot 0.01 \cdot \rho = 10 \cdot 0.01 \cdot 200 = 20 \text{ Ом}$.

Кількість електродів (вертикальних) [15]:

– без екранування:

$$N'_e = r_{el} / R_{зП.дод.} = 102 / 20 = 5.1, \text{ приймаємо } 6 \text{ електродів}.$$

– з екранування:

$$N_e = N'_e / \eta_{e.г} = 6 / 0.8 = 7.5,$$

де $\eta_{e.г}$ – коефіцієнт використання електрода. Приймаємо 8 електродів.

План розміщення електродів подано на рисунку 4.1.

Уточнені значення опорів для вертикальних та горизонтальних електродів будуть:

$$R_{e.г} = r_{el} / (N_e \cdot \eta_{e.г}) = 102 / (8 \cdot 0.8) = 15.94 \text{ Ом};$$

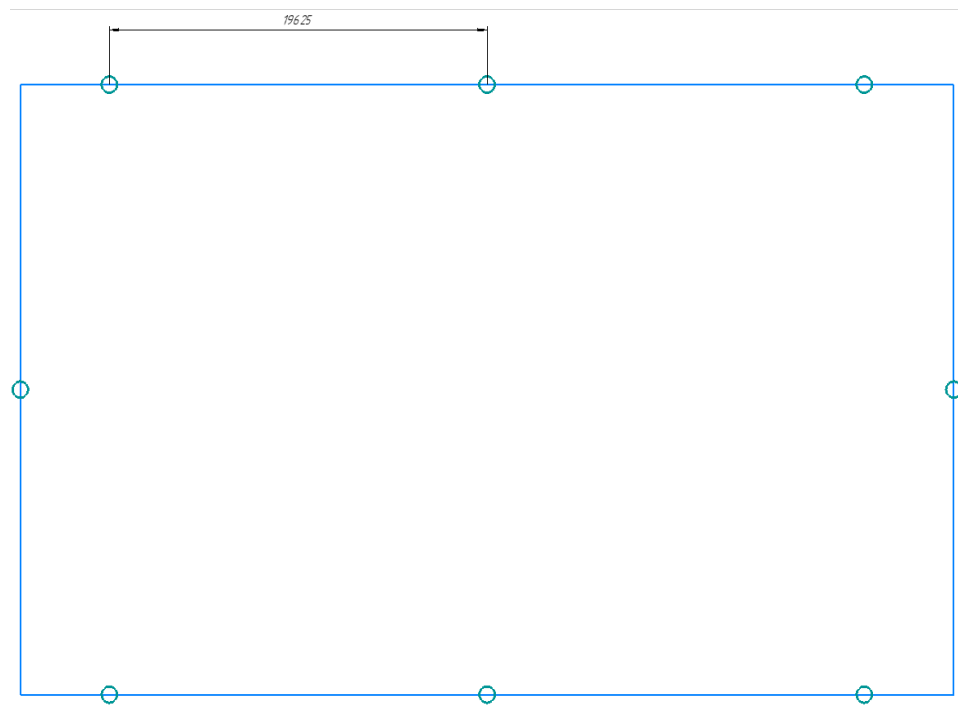


Рисунок 4.1 – Розміщення заземлювачів.

$$R_z = \frac{0.4}{L_n \cdot \eta_{e,z}} \cdot \rho \cdot K_{сез,z} \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot L_n^2}{b \cdot t} \right) = \frac{0.4}{128 \cdot 0.64} \cdot 200 \cdot 4 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot 128^2}{17.6 \cdot 10^{-3} \cdot 0.5} \right) = 25.67 \text{ Ом},$$

де L_n – довжина полоси, м ;

$\eta_{e,z}$ – коефіцієнт використання горизонтального електроду;

t – глибина закладання, м ;

b – ширина полоси, для круглого горизонтального заземлювача: $b = 1.1 \cdot d$.

Фактичний опір ПЗ становить [15]:

$$R_{зп} = \frac{R_g \cdot R_z}{R_g + R_z} = \frac{15.94 \cdot 25.67}{15.94 + 25.67} = 9.83 \text{ Ом},$$

тобто, $((10 \text{ Ом}) R_{зп.доп.} > R_{зп} (9.83))$ ЗП є ефективним і для ГПП 110/10 кВ

складається з вісьми вертикальних електродів, $\ell_g = 4 \text{ м}$, $d = 16 \text{ мм}$, $L_n = 128 \text{ м}$.

4.1.2 Розрахунок блискавкозахисту ГПП

Під час аналізу системи електропостачання підприємства необхідно враховувати та запобігати ймовірності ураження об'єктів розподілення електричної енергії ударами блискавки, тому що внаслідок великої крутості зростання струму, вона має велику руйнівну дію.

У відповідності до стандартів [15] на ТП відкритого типу захисту підлягають

- відкриті розподільні пристрої (ВРП), у тому числі шинні мости;
- будівлі машинного залу та закриті розподільчі пристрої;
- будівлі зберігання трансформаторної оливи.

Для захисту ВРП від прямих ударів блискавки застосовують стержневі блискавковідводи розміщені окремо, або встановлені стержневі блискавки на порталах підстанції зі своїми відокремленими заземлювачами.

Стандартною зоною захисту одиночного стержневого блискавковідводу висотою $h = 16 \text{ м}$ є круговий конус, вершина якого збігається з вертикальною віссю блискавковідводу. За стандартами ймовірність захисту таких об'єктів повинна бути ≥ 0.995 .

Для прикладу, розрахуємо зону захисту між першим і другим блискавковідводами, попередньо прийнявши висоту блискавковідводу: $h = 16 \text{ м}$.

Радіус захисту на рівні землі буде становити [15]:

$$r_0 = 0.7 \cdot h = 0.7 \cdot 16 = 11.2 \text{ Ом}.$$

Радіус зони захисту (r_x) на висоті об'єкт, що захищається (h_x) визначаємо за формулою:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{11.2 \cdot (11.52 - 7.85)}{11.52} = 3.57 \text{ м}$$

де h_x – найбільша висота об'єкта, що захищається (трансформатор 110/10 кВ).

Для створення зони захисту значно більших розмірів, ніж у одиничних стержневих блискавковідводів, встановлюються два та більше.

Блискавковідвід вважається подвійним, якщо відстань між стержневими блискавковідводами не перевищує граничної величини $L_{\max}$ та L_{cm} за формулами:

$$L_{\max} = 4.35 \cdot h = 4.35 \cdot 16 = 69.6 \text{ м};$$

$$L_{cm} = 2.25 \cdot h = 2.25 \cdot 16 = 36 \text{ м}.$$

При $L < L_{cm}$, межа зони захисту не має провисання, тобто $h_{cm} = h_0$;
 $L = 16 \text{ м} < 36 \text{ м}$.

Тоді, ширина горизонтального перерізу в центрі між блискавковідводами на висоті:

$$r_x = \frac{r_0 \cdot (h_0 - h_x)}{h_0} = \frac{16.0 \cdot (11.52 - 7.85)}{11.52} = 6.34 \text{ м}.$$

На рисунку 4.2 у відповідності до розрахунків показано зона захисту між першим та другим блискавковідводами.

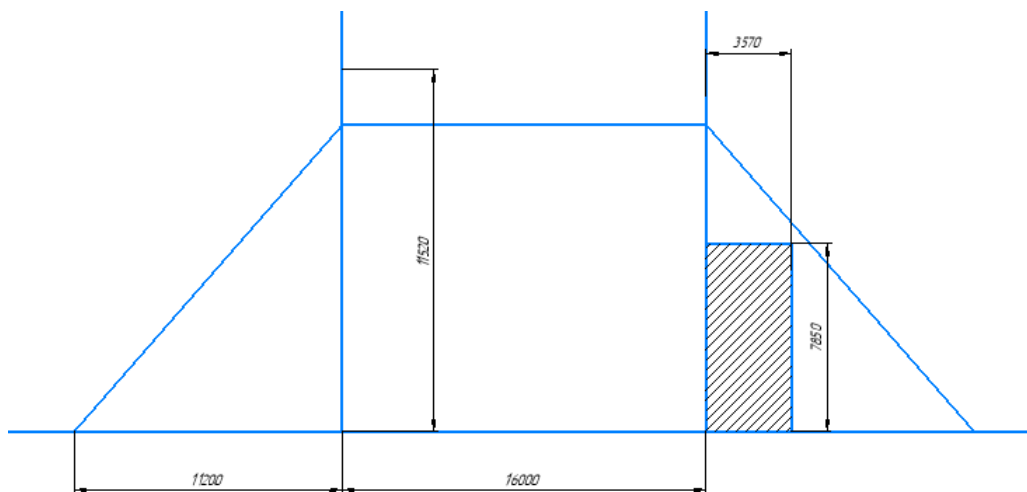


Рисунок 4.2 – Зона захисту між першим та другим блискавковідводами.

З рис. 4.2 видно, що зона захисту не має провалів на відстані від землі до h_x , отже для всього ГПП захист виконується. Зона захисту для розрахованих чотирьох стержневих блискавковідводів показана на рис. 4.3.

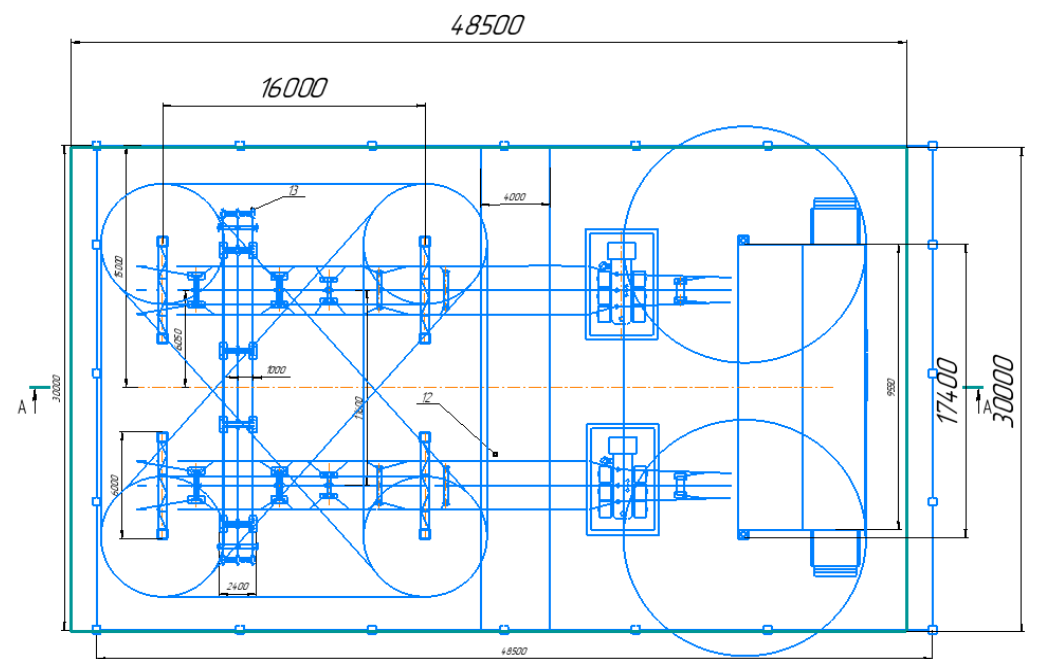


Рисунок 4.3 – Зона захисту для чотирьох стержневих блискавковідводів.

4.2 Заходи з електробезпеки на підприємстві

Для електропостачання підприємства з виробництва залізобетонних конструкцій застосовується виробниче обладнання:

- повітряні лінії електропередачі номінальною напругою 110 кВ;
- окремі трансформатори та комплектні трансформаторні підстанції номінальною напругою 10 / 0.4 кВ;
- кабельні лінії номінальною напругою 10 кВ та 0.4 кВ.

Величина лінійної напруги на ВРП становить 110 кВ, мережа змінного струму – трифазна, частота 50 Гц.

Роботи на електроустановках відносяться до категорії робіт з підвищеною небезпекою, тому що вимагають великих фізичних і нервово-психологічних витрат у зв'язку з підвищеною відповідальністю електротехнічного персоналу за

надійність електропостачання відділень підприємства заводу та збереження обладнання, а також необхідністю виконання складних робіт на струмоведучих частинах. Персонал, який обслуговує електроустановки (оперативний та ремонтний), в процесі оглядів, ремонту та монтажу електрообладнання наражається на небезпеку ураження електричним струмом, падіння з висоти та шкідливого впливу електромагнітних полів.

Діючими називають електроустановки, що знаходяться під напругою, або на яких відсутня напруга, але може бути подана шляхом ввімкнення вимикача, роз'єднувача або іншого комутаційного обладнання [16,17].

Небезпекою для людини при роботі на електроустановках напругою вище 1000 В є наближення на відстань менше допустимих (110 кВ – 1 м):

- поява напруги на металевих корпусах і кожухах електрообладнання внаслідок порушень ізоляції при її старінні, механічних пошкодженнях, перевантажень обладнання, атмосферних та комутаційних перенапругах;

- крокова напруга при коротких замикання струму на землю через провід, що впав на землю, порушення ізоляції кабелю, металевого корпусу (кожуха) електрообладнання;

- випадкова поява напруги на відключених струмопровідних частинах у процесі ремонту внаслідок помилкових включень, зворотної трансформації струму, наведеного напруги, залишкових ємнісних струмів та ін.

Гранично допустимі значення напруження дотику та струмів при аварійному режимі роботи електроустановок напругою до 1000 В з глухо заземленою або ізольованою нейтраллю та вище 1000 В з ізольованою представлено в таблиці 4.1 [16,17].

Таблиця 4.1 – Гранично допустимі значення напруги дотику та струмів

Рід струму	Нормована величина U, B	Гранично допустимі значення											
		0.01-0.08	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0	>1.0
Змінний 50 Гц	I, mA	550	340	160	135	120	105	95	85	75	70	60	20
		650	400	190	160	140	125	105	90	75	65	50	6

Засоби та заходи безпеки при випадковій появі напруги на металевих корпусах електрообладнання та/або крокової напруги на підстанції [15].

З метою попередження випадкової появи напруги на металевих струмопровідних частинах, корпусах, кожусі електрообладнання та крокової напруги, а також для зменшення ступеня ураження електричним струмом на підстанції застосувати:

- ізоляцію струмопровідних частин та її періодичний контроль, тобто вимірювання її опору при прийомі електроустановки після монтажу термінами, що встановлюються правилами та нормами випробування ізоляції;
- релейний захист (диференційний захист від міжфазних коротких замикань; максимальний струмовий захист від зверх струмів при зовнішньому короткому замиканні, від перевантажень та від зовнішніх однофазних коротких замикань; газовий захист від пошкодження всередині бака);
- захисне заземлення – навмисне електричне з'єднання з землею або її еквівалентом металевих неструмопровідних частин, які можуть опинитися під напругою внаслідок замикання на корпус та з інших причин (індуктивний вплив сусідніх струмопровідних частин, розряд блискавки, винесення потенціалу та ін.).

Захисні заходи та засоби, що забезпечують недоступність струмоведучих частин під напругою[15].

Для запобігання випадковому наближенню людини, машин та механізмів на небезпечні відстані (зазначені вище) до відкритих струмопровідних частин на підстанції проектом передбачено такі захисні заходи та засоби:

- планування та компонування електрообладнання з урахуванням рельєфу місцевості та «рози вітрів», що забезпечує безпеку проходів, проїздів, робочих майданчиків на території;

- огороження, укриття, ізоляція відкритих струмопровідних частин під напругою, їх розміщення на недоступній та безпечній висоті;
- попереджувальна сигналізація (світлова, звукова), попереджувальні плакати та знаки (забороняючі, приписні, попереджувальні, вказівні) та застосування індивідуальних сигналізаторів напруги, які розміщуються на монтерській захисній касці та сигналізують про недопустиме наближення;
- фарбування струмопровідних елементів: шини при змінному трифазному струмі позначаються наступним чином: фази А – жовтим кольором, фази В – зеленим, фази С – червоним;
- блокування (механічне, електричне, електронне), що забезпечує надійність огорожень та автоматичне відключення напруги під час доступності небезпечних зон та проникнення людини;
- засоби контролю та профілактики пошкоджень ізоляції.

На підстанції необхідно проводити періодичні випробування ізоляції для контролю стану, своєчасного виявлення та усунення дефектів, запобігаючи аваріям. При введенні в експлуатацію нового обладнання (трансформатора, вимикача та ін.) або обладнання, що вийшло з ремонту, ізоляцію піддавати приймально-здавальним випробуванням. Обсяг та норми приймально-здавальних випробувань регламентується відповідними інструкціями [16,17].

ЗАГАЛЬНІ ВИСНОВКИ

У кваліфікаційній роботі для забезпечення надійності електропостачання підприємства з виробництва залізобетонних конструкцій проведені технологічні розрахунки та прийняті конструктивні рішення.

1. Проведені розрахунки потужності відділень за коефіцієнтом попиту з урахуванням освітлення та за результатами побудовано картограму навантажень і визначено центр електричних навантажень.

2. Визначено число та потужність *ЦТ* та здійснено їх розподіл за відділеннями підприємства у відповідності до категорії надійності електричного обладнання відділень (цехів).

3. Здійснено вибір потужності регульованих *КБ* для зниження втрат потужності в трансформаторах.

4. Електропостачання *ЦТ* здійснюється кабельними лініями марки *АПвП* напругою 10 кВ.

5. Електропостачання підприємства проводиться від повітряною *ЛЕП* напругою 110 кВ, яка виконана проводом *АС – 35/6.2*. Для забезпечення надійності електропостачання споживачів встановлено два трансформатори *ТМН – 6300/110*.

6. На основі розрахунків струмів *КЗ* для забезпечення надійної роботи системи електропостачання підприємства на ділянках 110 кВ, 10 кВ та лініях до *РП* проведено вибір обладнання.

7. Проведені розрахунки заземлення та блискавкозахисту на *ГПП* дозволяють забезпечити надійність роботи трансформаторів.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Журахівський А.В. Надійність електроенергетичних систем і електричних мереж: підручник / А. В. Журахівський, С. В. Казанський, Ю. П. Матеєнко, О. Р. Пастух. – Київ.: КПІ ім. Ігоря Сікорського, Видавництво «Політехніка», 2017. – 456 с.
2. Сивокобиленко В. Ф., Деркачов С. В. Спосіб підвищення надійності електроживлення в системах електропостачання з двигунним навантаженням / В. Ф. Сивокобиленко, С. В. Деркачов // Вісник Вінницького політехнічного інституту. 2016. № 2. – С. 84-88.
3. Організаційно-економічні заходи та інструменти забезпечення надійності електропостачання [Електронний ресурс]: Навчальні матеріали в онлайн: економіка енергетики. Режим доступу: http://pidruchniki.com/73805/ekonomika/organizatsiyno-ekonomichni_zahodi_instrumenti_zabezpechennya_nadiynosti_elektropostachannya.
4. Доморошин С. В. Удосконалення методів прогнозування ризиків порушення роботи розподільчих пристроїв високої напруги : дис. канд. техн. наук : 141 / Доморошин Сергій Вікторович – Запоріжжя, 2021. – 247 с.
5. Філімоненко Н. М., Філімоненко К. В. Аналіз надійності енергосистем із огляду на наявність в їхньому складі силових трансформаторів. / Н. М. Філімоненко, К. В. Філімоненко // Вісник Східноукраїнського національного університету імені Володимира Даля № 5 (269). – 2021. – С. 29-33 DOI: <https://doi.org/10.33216/1998-7927-2021-269-5-29-33>.
6. Романюк Ю.Ф., Коломойцев К.В. Підвищення економічної ефективності роботи трансформаторів знижувальних підстанцій підприємств нафтогазової галузі / Ю.Ф. Романюк, К.В. Коломойцев // Нафтогазова енергетика. Енергетика, контроль та діагностика об'єктів нафтогазового комплексу. – 2014. – № 2(22). С. – 71 –75.
7. Костерев М. В. Оцінка ймовірності відмови електрообладнання при керуванні режимами електричної системи енергосистем / М. В.

Костерев, Є. І. Бардик, В. В. Літвінов // Наук. пр. Донец. нац. техн. ун-ту. Сер.: «Електротехніка і енергетика». – Вип. 11 (186). – Донецьк, 2011. – С. 199–204.

8. Бурбело М. Й. Електропостачання промислових підприємств (Курсове проектування) [Текст] : навч. посібник для студ. енергет. спец. / М. Й. Бурбело; Вінницький держ. технічний ун-т. – Вінниця: 1998. – 103 с.

9. Правила технічної експлуатації електроустановок споживачів [Текст] : [затв. . Наказ М-ва палива та енергетики України 25.07.2006 № 258] // М-во палива та енергетики України. – Х.: Індустрія : Енергетичні рішення. – 2012. – 318 с.

10. Електрична частина станцій та підстанцій: курс лекцій [Електронний ресурс]: навчальний посібник для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»/уклад.: О.В. Остапчук, П.Л. Денисюк, Ю.П. Матеєнко/КПІ ім. Ігоря Сікорського, – Електронні текстові дані (1 файл: 4,62 Мбайт). – Київ: КПІ ім Ігоря Сікорського, 2022. – 183 с.

11. Електрична частина станцій та підстанцій: метод. рекомендації до виконання курс. проекту з навч. дисц. «Електрична частина станцій та підстанцій» для студ. ден. та заочн. форм навч. спец. 141 Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка / [уклад.: А. Ю. Орлович, О. В. Співак]; М-во освіти і науки України, Центральноукраїн. нац. техн. ун-т. – Кропивницький: ЦНТУ, 2020. – 49с.

12. Методика визначення економічно доцільних обсягів компенсації реактивної енергії, яка перетікає між електричними мережами електропередавальної організації та споживача (основного споживача та субспоживача): СОУ-Н МПЕ 40.1.20.510.:2006. – К.:ОГП «ГРІФРЕ», 2006. –70 с.

13. Методика по визначенню втрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередачі. Затверджено Заступником Міністра енергетики України, головним державним інспектором України з енергетичного нагляду В. А. Дарчуком 18.02.1998 р.

14. Релейний захист і автоматика в системах електропостачання [Текст]: навч. посібник для студ. електротехнічних спец. вищ. навч. закладів України / П.

П. Говоров [та ін.]; Інститут змісту і методів навчання, Харківська держ. академія міського господарства. – К. : – 1996. – 228 с.

15. Методичні вказівки для написання розділу «Безпека життєдіяльності, основи охорони праці» в кваліфікаційних роботах здобувачів освітнього рівня „бакалавр” / Укладачі: Гурик О.Я., Окіпний І.Б. – Тернопіль: ТНТУ імені Івана Пулюя, 2021. 20 с. Режим доступу: https://elartu.tntu.edu.ua/bitstream/lib/35902/1/Metod._%20vkazivky_%20dlya_%20napysannnya_%20rozd._%20Bezp._%20zhyttyed._.pdf.

16. Техноекологія та цивільна безпека. Частина «Цивільна безпека». Навчальний посібник [Електронний ресурс] / В.С. Стручок, – Тернопіль: ТНТУ ім. І. Пулюя, 2022.–150 с. Режим доступу: <http://elartu.tntu.edu.ua/handle/lib/39424>.

17. Тарасенко М.Г., Коваль В.П., Буняк О.А., Мовчан Л.Т. Методичні вказівки до виконання кваліфікаційної роботи бакалавра для здобувачів першого рівня вищої освіти за ОПП Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка/ В.П. Коваль, М.Г. Тарасенко, О.А. Буняк, Л.Т. Мовчан – Тернопіль: ТНТУ, 2024. – 50 с.